



Julia Michaelis

Modellgestützte Wirtschaftlichkeitsbewertung von Betriebskonzepten für Elektrolyseure in einem Energiesystem mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien

IMPRESSUM

Herausgeber:

Technische Universität Dresden
Fakultät der Wirtschaftswissenschaften
Lehrstuhl für Energiewirtschaft
01062 Dresden

Tel.: +49 351 463-33297

Fax: +49 351 463-39763

E-Mail: ee2@mailbox.tu-dresden.de

Internet: <http://www.ee2.biz>

Stand: 08/2018

Alle Rechte vorbehalten.

Schriften des Lehrstuhls für Energiewirtschaft, TU Dresden

Technische Universität Dresden
Fakultät Wirtschaftswissenschaften
Lehrstuhl für Energiewirtschaft

In der Schriftenreihe sind auf Qucosa®, dem sächsischen Dokumenten- und Publikationsserver, bisher erschienen:

- Band 1** **Managing Congestion and Intermittent Renewable Generation in Liberalized Electricity Markets**
(Friedrich Kunz)
<http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:14-qucosa-108793>
- Band 2** **Der Stromausfall in München - Einfluss auf Zahlungsbereitschaften für Versorgungssicherheit und auf die Akzeptanz Erneuerbarer Energien**
(Daniel K. J. Schubert, Thomas Meyer, Alexander von Selasinsky, Adriane Schmidt, Sebastian Thuß, Niels Erdmann und Mark Erndt)
<http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:14-qucosa-117777>
- Band 3** **Abschätzung der Entwicklung der Netznutzungsentgelte in Deutschland**
(Fabian Hinz, Daniel Iglhaut, Tobias Frevel, Dominik Möst)
<http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:14-qucosa-141381>
- Band 4** **Potenziale der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Ressourcen im Freistaat Sachsen**
(Hannes Hobbie, Vera Schippers, Michael Zipf, Dominik Möst)
<http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:14-qucosa-153350>
- Band 5** **Energiewende Sachsen - Aktuelle Herausforderungen und Lösungsansätze Beiträge der Abschlusskonferenz des ENERSAX-Projektes**
(Dominik Möst und Peter Schegner (Hrsg.))
<http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:14-qucosa-156464>
- Band 6** **Electricity transmission line planning: Success factors for transmission system operators to reduce public opposition**
(Stefan Perras)
<http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:14-qucosa-161770>
- Band 7** **Renewable energy in North Africa: Modeling of future electricity scenarios and the impact on manufacturing and employment**
(Christoph Philipp Kost)
<http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:14-qucosa-176538>
- Band 8** **Kurzgutachten zur regionalen Ungleichverteilung der Netznutzungsentgelte**
(Dominik Möst, Fabian Hinz, Matthew Schmidt, Christoph Zöphel)
<http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:14-qucosa-184452>
- Band 9** **The integration of renewable energy sources in continuous intraday markets for electricity**
(Alexander von Selasinsky)
<http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:14-qucosa-202130>

- Band 10 Bewertung von Szenarien für Energiesysteme**
(Daniel K. J. Schubert)
<http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:14-qucosa-202226>
- Band 11 Deutschland, ein Solarmärchen? Die Zweite Phase der Energiewende zwischen Richtungsstreit und Systemintegration.**
(Sebastian Thuß)
<http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:14-qucosa-231486>
- Band 12 Voltage Stability and Reactive Power Provision in a Decentralizing Energy System – A Techno-economic Analysis**
(Fabian HInz)
<http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:14-qucosa-229585>
- Band 13 Electricity, Heat, and Gas Sector Data for Modeling the German System**
(Friedrich Kunz, Mario Kendzioriski, Wolf-Peter Schill, Jens Weibezahn, Jan Zepter, Christian von Hirschhausen, Philipp Hauser, Matthias Zech, Dominik Möst, Sina Heidari, Björn Felten, Christoph Weber)
<http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:14-qucosa-233511>
- Band 14 Demand Side Management in Deutschland zur Systemintegration erneuerbarer Energien**
(Theresa Ladwig)
<http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:14-qucosa-236074>
- Band 15 Modellgestützte Wirtschaftlichkeitsbewertung von Betriebskonzepten für Elektrolyseure in einem Energiesystem mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien**
(Julia Michaelis)
<http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:14-qucosa-235773>

Modellgestützte Wirtschaftlichkeitsbewertung von Betriebskonzepten für Elektrolyseure in einem Energiesystem mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien

Dissertation

zur Erlangung des akademischen Grades
Doctor rerum politicarum (Dr. rer. pol.)
vorgelegt an der Fakultät Wirtschaftswissenschaften
der Technischen Universität Dresden

von

Dipl.-Kffr. Julia Michaelis

Tag der mündlichen Prüfung: 19. Dezember 2017

Betreuende Hochschullehrer und Gutachter:

Prof. Dr. Dominik Möst
Technische Universität Dresden
Fakultät Wirtschaftswissenschaften
Lehrstuhl für Energiewirtschaft

Prof. Dr. Rainer Lasch
Technische Universität Dresden
Fakultät Wirtschaftswissenschaften
Lehrstuhl für BWL, insb. Logistik

Vorwort

Die Bundesregierung hat sich ambitionierte Ziele zur Reduktion von Treibhausgasen und zum Ausbau erneuerbarer Energien gesetzt. Aufgrund der Wetterabhängigkeit der Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien werden im Elektrizitätssystem zukünftig Flexibilitätsoptionen benötigt, die die schwankende Stromeinspeisung ausgleichen können. Auch stellt sich die Frage, wie die Ziele bei der Wärmebereitstellung und im Verkehrssektor erreicht werden können. Nicht alle Anwendungen werden zukünftig auf die direkte Nutzung von Strom umgestellt werden können, so dass entsprechend alternative und möglichst CO₂-arme Energieträger gefragt sind. Wasserstoff könnte hier eine entscheidende Rolle zukommen, da dieser vielfältig und in verschiedenen Anwendungen einsetzbar ist und bei Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energien mittels Elektrolyse nahezu CO₂-frei hergestellt werden kann. Die Wasserstoffherstellung aus Strom könnte eine interessante langfristige Speicheroption im Elektrizitätssystem darstellen und damit einen wichtigen Beitrag zur Integration dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien leisten. Allerdings ist die Wasserstoffherstellung aus Strom heute bei Weitem nicht konkurrenzfähig im Vergleich zur Herstellung von Wasserstoff auf konventionellem Wege (größtenteils) mittels Erdgasreformierung. Mit dem weiteren Ausbau wetterabhängiger erneuerbarer Energien wird einerseits der Bedarf an Flexibilitätsoptionen zunehmen und zum Erreichen der Klimaschutzziele werden andererseits Alternativen bei der Wärmebereitstellung und im Verkehrssektor notwendig werden. Entsprechend stellt sich die Frage, ob und unter welchen Rahmenbedingungen Wasserstoff als Energieträger wirtschaftlich attraktiv werden könnte.

An dieser Stelle setzt die Arbeit von Frau Michaelis an, die die Wirtschaftlichkeit von Betriebskonzepten für Elektrolyseure in einem Energiesystem mit hohen Anteilen erneuerbaren Energien systematisch analysiert. Da die Wasserstoffherstellung mittels Elektrolyse unter Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energien aktuell und auch absehbar nicht wirtschaftlich ist, geht Sie dieser Frage mit einer modellgestützten Analyse für einen langfristigen Betrachtungszeitraum auf den Grund. Damit widmet sich Frau Michaelis in Ihrer Dissertationsschrift einem interessanten und in der Energiewirtschaft häufig diskutierten Themenfeld. Mit Ihrer Arbeit identifiziert Sie die relevanten Einflussfaktoren auf einen wirtschaftlichen Betrieb und welche Konzepte vielversprechend sein könnten. Ich wünsche Ihnen viel Spaß bei der erkenntnisreichen Lektüre!

Prof. Dr. Dominik Möst

Dresden, August 2018

Danksagung

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner Forschungsarbeit am Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI von 2012 bis 2017 in Karlsruhe. Während dieser Zeit wurde meine Doktorarbeit von Prof. Dr. Dominik Möst am Lehrstuhl für Energiewirtschaft der TU Dresden betreut. Zuerst bedanke ich mich bei Prof. Möst für die breite Unterstützung und die guten Gespräche, die zum Gelingen dieser Arbeit beigetragen haben. Prof. Dr. Rainer Lasch danke ich für die Übernahme des Korreferats. Besonders schätze ich, dass ich als externe Doktorandin durch die Teilnahme an Doktorandenkolloquien und Konferenzen sowie durch Aufenthalte am Lehrstuhl wertvolle und teils freundschaftliche Kontakte zu den wissenschaftlichen Mitarbeitern knüpfen konnte. Hervorzuheben ist hierbei die gute Zusammenarbeit mit Theresa Müller und Philipp Hauser sowie allen anderen Doktoranden des Lehrstuhls. Auch der Austausch und die gemeinsamen Veröffentlichungen mit den externen Doktoranden, darunter Christoph Brunner und Gerda Schubert, waren sehr hilfreich für mich. Vielen Dank für viele gute Anregungen und Tipps.

Bei meiner Arbeit am Fraunhofer ISI wurde ich von meinem Mentor Prof. Dr. Martin Wietschel bestens unterstützt und gefördert. Ich danke ihm für die vertrauensvolle und angenehme Zusammenarbeit, durch die diese Arbeit überhaupt erst möglich gemacht wurde. Sein offenes Ohr und seine konstruktiven Vorschläge haben mich oft ermuntert, meinen Weg fortzuführen.

Ganz besonderer Dank gilt meinen Kollegen am Fraunhofer ISI, die dafür gesorgt haben, dass neben dem intensiven fachlichen Austausch genug Zeit für unterhaltsame Pausen blieb. Diese Atmosphäre hat für mich den Spaß an der Arbeit unheimlich gesteigert und mir sehr geholfen, anstrengende Phasen durchzustehen. Ich bedanke mich daher herzlich bei Till Gnnann für seine permanente, umfangreiche Unterstützung und Freundschaft, sowie bei Uta Schneider, Vicki Duscha, Simon Funke, Judit Kockat und allen anderen Kollegen, die zum Entstehen dieser Arbeit erheblich beigetragen haben.

In gleicher Weise danke ich meinen Eltern Doris und Jürgen Michaelis und meiner Schwester Nina für viele gute Gespräche und Ratschläge in all den Jahren. Es ist viel wert, eine Familie hinter sich zu wissen, die einen bei den eigenen Vorhaben unterstützt und gleichzeitig für genug Ablenkung und Freizeit neben der Arbeit sorgt. Einen unersetzbaren, großen Anteil am Gelingen dieser Arbeit hat Daniel Tunggul, dessen unerschütterlicher Optimismus und Rückhalt mich stets bestärkt und motiviert haben, weiterzumachen. Ich danke ihm von Herzen für viele gemeinsame, schöne Jahre und freue mich auf alles, was vor uns liegt und was wir gemeinsam meistern werden.

Sport, Freunde und Musik haben mir geholfen, den Kopf frei zu bekommen und Raum für neue Ideen zu schaffen. Ich danke allen, die mich hierbei in den letzten Jahren unterstützt haben!

*„(...) Ich schwimmte, schwamm und schwamm,
(...) endlich bin ich angekommen“*

Dendemann, Endlich Nichtschwimmer aus dem Album Die Pfütze des Eisbergs, 2006

Zusammenfassung

Um die internationalen Klimaschutzziele zu erreichen, ist es notwendig, Strom verstärkt aus erneuerbaren Energien zu gewinnen. Gleichzeitig bedarf es flexibler Verbraucher zum Ausgleich der schwankenden Stromeinspeisung. Da nicht alle Anwendungen vollständig auf die direkte Nutzung von Strom umgestellt werden können, werden weitere Energieträger als Speichermedium benötigt. Wasserstoff, der über die flexibel steuerbare Elektrolyse aus Strom und Wasser gewonnen werden kann, ist ein vielfältig nutzbarer Energieträger, z.B. für die chemische Industrie oder für Brennstoffzellenfahrzeuge. Heute ist der Einsatz des Elektrolyseurs noch nicht wirtschaftlich, da die Wasserstoffgestehungskosten über denen konkurrierender Verfahren liegen. Bei geänderten Rahmenbedingungen und fortschreitender Entwicklung der Elektrolysetechnologie kann sich dies jedoch ändern, weshalb sich die Frage stellt: Kann ein Elektrolyseur im deutschen Energiesystem mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien zukünftig wirtschaftlich betrieben werden?

Zur Beantwortung der Fragestellung wird zunächst auf Stromhandelsplätze und die aktuelle Marktsituation für flexible Technologien am Strommarkt eingegangen und Entwicklungen im Bereich der Wasserstoffproduktion und -nachfrage werden vorgestellt. Um zukünftige Strombörsenpreise für verschiedene Szenarien zu bestimmen, wird anschließend ein fundamentales Simulationsmodell erstellt. Zwei Handelsplätze, die für den Elektrolyseurbetrieb von Bedeutung sind, stehen im Fokus: der Spotmarkt für den kurzfristigen Stromhandel und der Regelleistungsmarkt für die Vermarktung flexibler Lasten. Für den Regelleistungsmarkt werden Preise anhand eines Opportunitätskostenansatzes bestimmt. Die simulierten Marktpreise werden als Eingangsdaten für ein Optimierungsmodell verwendet, das den Deckungsbeitrag für den Betrieb eines Elektrolyseurs unter Berücksichtigung technischer Restriktionen maximiert. Verschiedene Betriebskonzepte werden hierbei untersucht, die den direkten Absatz von Wasserstoff, dessen Rückverstromung oder auch die Regelleistungsvorhaltung berücksichtigen. Anhand der erzielten Erlöse und Kosten lassen sich die Konzepte bewerten und die Forschungsfrage beantworten.

Anhand von drei aus der Literatur ausgewählten Szenarien werden Entwicklungspfade des Energiesystems sowie verschiedene Ausprägungen techno-ökonomischer Parameter des Elektrolyseurs bis zum Jahr 2050 festgelegt. Die Szenarien unterscheiden sich u.a. hinsichtlich des Ausbaus erneuerbarer Energien und der Energieträgerpreise. Es zeigt sich, dass ein wirtschaftlicher Betrieb, wenn überhaupt, erst langfristig, d.h. voraussichtlich nach dem Jahr 2030, möglich ist. Dafür muss die Investition in den Elektrolyseur deutlich sinken und der Wirkungsgrad steigen oder die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen müssen eine hohe Auslastung mit niedrigen Strombezugskosten ermöglichen. Als wirtschaftlich gilt der Elektrolyseurbetrieb, wenn Wasserstoff kostengünstiger hergestellt werden kann als mit konventionellen Verfahren. Dies gelingt v.a. dann, wenn zusätzlich Regelleistung vorgehalten wird. Die Rückverstromung von Wasserstoff ist in den meisten Fällen nicht rentabel. Soll die Elektrolyse früher Einsatz finden, da sie möglicherweise für das Erreichen der Klimaschutzziele unumgänglich wird, bedarf es hierfür gezielter Anreize.

Abstract

The international climate targets can only be achieved by generating more electricity using renewable energy sources. At the same time, flexible electricity consumers are needed to balance the fluctuating generation from renewables. As not all the electricity produced can be used directly, additional energy carriers are required as storage medium. Hydrogen that is produced by the flexible and controllable electrolysis of electricity and water is a versatile energy carrier, e.g. for the chemical industry or fuel cell electric vehicles. So far, this is not yet profitable, because the hydrogen production costs using electrolysis exceed those of competing methods. This could change under altered framework conditions and given the ongoing advances in electrolysis technology, which begs the question: Could hydrogen production using electrolysis be profitable in a future German energy system with high shares of renewable energies?

To answer this question, electricity markets and the current market situation for flexible technologies are examined and developments in the field of hydrogen production and demand are presented. A fundamental simulation model is constructed to determine the future development of electricity market prices in different scenarios. The focus lies on two markets of relevance for operating electrolyzers: the spot market for short-term electricity trading and the market for balancing power that allows the marketing of flexible loads. The prices on the market for balancing power are calculated using an approach based on opportunity costs. The simulated prices serve as input to an optimization model that maximizes the contribution margin of an electrolyser taking technical constraints into account. Different concepts are considered that include the direct sale of hydrogen, its reconversion into electricity as well as the provision of balancing power. The concepts are evaluated using the revenues and costs and the results used to answer the research question.

Three scenarios selected from the literature depict different development pathways of the energy system as well as different values for the electrolyser's techno-economic parameters up to the year 2050. The scenarios differ with regard to the deployment of renewable energy sources and the prices for energy carriers among other criteria. It becomes clear that profitable operation of electrolyzers will, if at all, only be possible in the long term, probably from 2030 onwards. To achieve this, the electrolyser's specific investment has to decrease and its efficiency has to increase or the framework conditions in the energy system must allow high full load hours of the electrolyser at low electricity costs. Operation is considered profitable if hydrogen can be produced via electrolysis at lower costs than conventional production methods. This is achieved in particular if the electrolyser is used to provide balancing power. Reconverting hydrogen into electricity is not profitable in most cases. However, electrolysis may become essential at an earlier point in time to meet climate targets. In this case, specific incentives are needed for its use.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
1.1	Ausgangslage und Problemstellung	1
1.2	Zielsetzung und Lösungsweg	5
2	Rahmenbedingungen im Stromsektor und in der Wasserstoffwirtschaft	9
2.1	Entwicklungen im Stromsektor	9
2.1.1	Flexibilitätsbedarf zur Integration erneuerbarer Energien	10
2.1.2	Ausgestaltung von Stromhandelsplätzen	16
2.1.3	Heutiges und zukünftiges Marktumfeld für Flexibilitätsoptionen	19
2.2	Entwicklungen im Bereich der Wasserstoffwirtschaft	24
2.2.1	Nutzung von Wasserstoff	25
2.2.2	Produktionsverfahren zur Bereitstellung von Wasserstoff	33
2.2.3	Techno-ökonomischer Vergleich ausgewählter Produktionsverfahren	37
2.3	Einsatz eines Elektrolyseurs am Strommarkt	45
3	Modellierung von Spotmarktpreisen	49
3.1	Funktionsweise des Spotmarktes	49
3.2	Vergleich und Auswahl eines Modellierungsansatzes für Spotmarktpreise	51
3.2.1	Anforderungen an die Modellierung	51
3.2.2	Bestehende Modellierungsansätze für Spotmarktpreise	53
3.2.3	Auswahl des Modellierungsansatzes	57
3.2.4	Ansätze zur Modellierung von Preisspitzen und negativen Preisen	59
3.3	Entwicklung eines Modellierungsansatzes für Spotmarktpreise	63
3.3.1	Aufbau des Fundamentalmodells	63
3.3.2	Optimierung des Speichereinsatzes	69
3.3.3	Regime-Switching-Ansatz zur Modellierung von Preisspitzen und negativen Preisen	73
3.3.4	Zusammenfassung des Modellierungsansatzes	79
3.4	Modellvalidierung anhand historischer Daten	81
3.4.1	Eingangsdaten	81
3.4.2	Validierung der simulierten Spotmarktpreise	83
3.4.3	Validierung der simulierten Zusammensetzung der Stromerzeugung	87
3.4.4	Validierung der simulierten CO ₂ -Emissionen	88
3.4.5	Schlussfolgerungen aus der Validierung	89

4	Modellierung von Sekundärregelleistungspreisen	91
4.1	Ausgestaltung des Regelleistungsmarktes	91
4.1.1	Regulatorischer Rahmen	92
4.1.2	Bedarf an Regelleistung	95
4.1.3	Anbieter von Regelleistung	96
4.1.4	Teilnahme eines Elektrolyseurs am Regelleistungsmarkt	97
4.2	Modellierungsansätze für Regelleistungspreise	99
4.2.1	Anforderungen an die Modellierung	100
4.2.2	Bestehende Modellierungsansätze	100
4.2.3	Auswahl eines Modellierungsansatzes	103
4.2.4	Berechnung der Opportunitätskosten für Erzeugungs- und Nachfrageeinheiten	104
4.2.5	Aufbau des Opportunitätskostenansatzes zur Ermittlung der Leistungspreise	109
4.3	Validierung des Opportunitätskostenansatzes anhand historischer Daten	110
4.4	Zusammenfassung des Modellierungsansatzes	114
5	Wirtschaftlichkeitsbewertung eines Elektrolyseurs im zukünftigen Stromsystem	117
5.1	Grundlegende Annahmen für die Wirtschaftlichkeitsberechnung	117
5.2	Energieszenarien für den Stromsektor	119
5.2.1	Energieszenarien ausgewählter Studien	120
5.2.2	Auswahl von Energieszenarien für die weitere Analyse	124
5.3	Entwicklung des Stromsektors in den gewählten Energieszenarien	129
5.3.1	Entwicklung am Spotmarkt	129
5.3.2	Entwicklung der Sekundärregelleistungspreise	134
5.4	Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsbewertung	136
5.4.1	Wasserstoffgestehungskosten des Elektrolyseurs in den Szenarien	137
5.4.2	Zielwerte für techno-ökonomische Parameter des Elektrolyseurs	143
5.4.3	Bestimmung und Modellierung von Betriebskonzepten	148
5.4.4	Wirtschaftlichkeitsbewertung der Betriebskonzepte	152
5.4.5	Zusammenfassung der Wirtschaftlichkeitsbewertung	170
5.5	Einflussfaktoren auf die Wirtschaftlichkeit des Elektrolyseurbetriebs	172
6	Zusammenfassung, kritische Würdigung und Ausblick	175
6.1	Zusammenfassung und Schlussfolgerungen	175
6.2	Kritische Würdigung des verwendeten Ansatzes	182
6.3	Ausblick	184

Abbildungsverzeichnis

1.1	Verwendungsmöglichkeiten für Wasserstoff	2
1.2	Übersicht über die Kapitel	6
2.1	Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien	11
2.2	Übersicht über Stromhandelsplätze und zugehörige Handelsvolumina im Jahr 2014	17
2.3	Strompreiszusammensetzung für Industrie- und Haushaltskunden im April 2015 (mengengewichtet über alle Tarife)	21
2.4	Wirkungsgradketten von konventionellen Fahrzeugen und alternativen Antrieben	27
2.5	Wirkungsgradketten von Wasserstoffspeichern im Vergleich zu Pumpspeichern	30
2.6	Pfade für die Herstellungsverfahren von Wasserstoff	34
2.7	Wirkungsgrade verschiedener Herstellungsverfahren für Wasserstoff	39
2.8	Spezifische Investition verschiedener Herstellungsverfahren für Wasserstoff . . .	40
2.9	Wasserstoffgestehungskosten verschiedener Herstellungsverfahren in Deutschland	44
3.1	Modellklassen mit mittel- bis langfristigem Planungshorizont	54
3.2	Modellklassen für die Modellierung von Börsenpreisen	57
3.3	Zusammenhang von Spotmarktpreisen und korrespondierenden Knappheits- faktoren in den Jahren 2012 bis 2014	60
3.4	Verteilung der Stunden mit positiven und negativen Preisspitzen im Zeitraum 2012 bis 2014	61
3.5	Aufbau des Fundamentalmodells	68
3.6	Vorgehensweise bei der Speicheroptimierung	70
3.7	Ablauf der rollierenden Optimierung des Speichereinsatzes	71
3.8	Überprüfung der Ähnlichkeit von Pareto-Verteilung und empirischer Vertei- lung der Spotmarktpreise von 2011 bis 2013	76
3.9	Histogramm der negativen Spotmarktpreise in den Jahren 2011 bis 2013 . . .	77
3.10	Wahrscheinlichkeiten für die Wechsel zwischen bzw. den Verbleib im gleichen Regime	79
3.11	Ablaufdiagramme zur Bestimmung der Spotmarktpreise durch Kombination von Fundamentalmodell und Regime-Switching-Algorithmus	80
3.12	Vergleich der realen und simulierten Zusammensetzung der Nettostromerzeu- gung in 2013	87
4.1	Übersicht über Modellierungsansätze für den Regelleistungsmarkt	101
4.2	Opportunitätskosten für die Regelleistungsvorhaltung in Abhängigkeit der Spot- marktpreise	108

4.3	Vergleich von Opportunitätskosten und Leistungspreisen bei der Vorhaltung positiver Sekundärregelleistung	111
4.4	Vergleich von Opportunitätskosten und Leistungspreisen bei der Vorhaltung negativer Sekundärregelleistung	112
4.5	Vergleich von Opportunitätskosten bei unterschiedlichen Ausschreibungszeiträumen und Produktarten	114
5.1	Installierte Leistung erneuerbarer Energien in verschiedenen Szenarien	121
5.2	Entwicklung des Erdgas- und CO ₂ -Preises in verschiedenen Energieszenarien	123
5.3	Jahresdauer der Residuallast für die Szenarien in 2030 (moderat und mittel) und 2050 (ambitioniert)	130
5.4	Jahresdauerlinien der Spotmarktpreise für die Szenarien in 2030 (moderat und mittel) und 2050 (ambitioniert)	132
5.5	Vergleich von Opportunitätskosten bei der Vorhaltung von Sekundärregelleistung für die Szenarien in 2030 (moderat und mittel) und 2050 (ambitioniert)	135
5.6	Zusammensetzung der Wasserstoffgestehungskosten bei einer Auslastung von 4.500 Volllaststunden	140
5.7	Wasserstoffgestehungskosten der Elektrolyse im Vergleich zur Erdgasreformierung	142
5.8	Wasserstoffgestehungskosten der Elektrolyse bei unterschiedlichen Untergrenzen der Spotmarktpreise	144
5.9	Kombinationen der zu variierenden Parameterwerte	145
5.10	Zielwerte für den Wirkungsgrad in Abhängigkeit der spezifischen Investition bei 4.500 Volllaststunden	146
5.11	Zielwerte für den durchschnittlichen Spotmarktpreis in Abhängigkeit der spezifischen Investition bei 4.500 Volllaststunden	147
5.12	Zielwerte für den durchschnittlichen Spotmarktpreis in Abhängigkeit der Volllaststunden	148
5.13	Jährliche Fix- und Kapitalkosten in den verschiedenen Betriebskonzepten für die Szenarien in 2030 (moderat und mittel) und 2050 (ambitioniert)	154
5.14	Beispielhafte Preissignale und resultierende Fahrweise des Elektrolyseurs an einem ausgewählten Tag im ambitionierten Szenario	156
5.15	Wirtschaftlichkeit verschiedener Betriebskonzepte eines Elektrolyseurs für die Szenarien in 2030 (moderat und mittel) und 2050 (ambitioniert)	157
5.16	Zusammensetzung der Erlöse in den verschiedenen Betriebskonzepten für die Szenarien in 2030 (moderat und mittel) und 2050 (ambitioniert)	159
5.17	CO ₂ -Emissionen bei der Wasserstoffherstellung, berechnet mit dem durchschnittlichen Emissionswert des Strommixes für die Szenarien in 2030 (moderat und mittel) und 2050 (ambitioniert)	162
5.18	CO ₂ -Emissionen bei der Wasserstoffherstellung, berechnet mit dem Emissionswert des Grenzkraftwerks für die Szenarien in 2030 (moderat und mittel) und 2050 (ambitioniert)	162

5.19	Wirtschaftlichkeitsergebnisse in Abhängigkeit der spezifischen Investition des Elektrolyseurs	167
5.20	Wirtschaftlichkeitsergebnisse in Abhängigkeit des Zinssatzes	168
5.21	Wirtschaftlichkeitsergebnisse in Abhängigkeit des Spotmarktpreises bei Nachfragedeckung durch erneuerbare Energien	169
5.22	Wirtschaftlichkeitsergebnisse in Abhängigkeit des Marktwertes von Wasserstoff	170

Tabellenverzeichnis

2.1	Bestand an Brennstoffzellenfahrzeugen und daraus resultierende Wasserstoffnachfrage in Deutschland im Jahr 2030 nach verschiedenen Studien	28
2.2	Rahmendaten für die Berechnung der Wasserstoffgestehungskosten	42
2.3	Klassifizierung der Literatur zur Bewertung von Elektrolyseuren	48
3.1	Wahrscheinlichkeiten ungeplanter Kraftwerksausfälle	65
3.2	CO ₂ -Emissionsfaktoren der Energieträger	66
3.3	Kaltstartdauern nach Kraftwerkstypen	67
3.4	Parameter für die Bestimmung von Wirkungsgraden	82
3.5	Kennzahlen zur Validierung der simulierten Spotmarktpreise für das Jahr 2012	84
3.6	Kennzahlen zur Validierung der simulierten Spotmarktpreise für die Jahre 2013 und 2014	85
3.7	Absolute und spezifische CO ₂ -Emissionen im Stromsektor	89
4.1	Anforderungen und Daten zu den drei Regelleistungsarten in Deutschland . .	93
4.2	Technische Parameter ausgewählter Stromerzeugungseinheiten und des Elektrolyseurs	107
5.1	Annahmen der ausgewählten Energieszenarien	126
5.2	Annahmen zur installierten Leistung konventioneller Kraftwerke und Pumpspeicher in den Szenarien	128
5.3	Entwicklung der Gradienten der Residuallast in den Szenarien in 2030 (moderat und mittel) und 2050 (ambitioniert)	131
5.4	Zentrale Ergebnisse der Strommarktsimulationen für die Szenarien in 2030 (moderat und mittel) und 2050 (ambitioniert)	133
5.5	Mittlere Opportunitätskosten zur Ermittlung der Regelleistungspreise für die Szenarien in 2030 (moderat und mittel) und 2050 (ambitioniert)	135
5.6	Ausgewählte Annahmen zu techno-ökonomischen Parametern des Elektrolyseurs für die Szenarien in 2030 (moderat und mittel) und 2050 (ambitioniert) .	138
5.7	Für die Berechnung ausgewählte Annahmen zu techno-ökonomischen Parametern der betrachteten Komponenten für die Szenarien in 2030 (moderat und mittel) und 2050 (ambitioniert)	153
5.8	Volllaststunden des Elektrolyseurs und produzierte Wasserstoffmengen pro Jahr in den Betriebskonzepten für die Szenarien in 2030 (moderat und mittel) und 2050 (ambitioniert)	160
5.9	Stunden mit Regelleistungsvorhaltung im Fall „Nur Regelleistung“ für die Szenarien in 2030 (moderat und mittel) und 2050 (ambitioniert)	161

5.10	Für die Variationsrechnung ausgewählte techno-ökonomische Parameter der betrachteten Komponenten für die Szenarien in 2030 (moderat und mittel) und 2050 (ambitioniert)	165
5.11	Kosten und Deckungsbeiträge für die Variationsrechnung im Betriebskonzept „Nur Rückverstromung“ für die Szenarien in 2030 (moderat und mittel) und 2050 (ambitioniert)	166

1 Einleitung

1.1 Ausgangslage und Problemstellung

Die Begrenzung der Erderwärmung und die damit notwendige Senkung von Treibhausgasemissionen sind erklärte Ziele der Vertragsstaaten der Klimarahmenkonvention und wurden zuletzt auf der UN-Klimakonferenz 2015 in Paris bestätigt (vgl. Europäische Kommission, 2016). In Deutschland hat die Bundesregierung im Rahmen der sog. Energiewende daher verschiedene Ziele gesetzt, um einen Beitrag zu den internationalen Bestrebungen zu leisten und eine Senkung der Treibhausgasemissionen um mindestens 80 % im Jahr 2050 gegenüber 1990 zu erreichen (vgl. BMWi und BMU, 2010, S. 5). Im Stromsektor sollen dafür erneuerbare Energien im Jahr 2030 einen Anteil von mindestens 50 % des Bruttostromverbrauchs liefern, was bis zum Jahr 2050 auf mindestens 80 % gesteigert werden soll (vgl. BMWi und BMU, 2010, S. 5). Gleichzeitig soll durch Effizienzmaßnahmen der Bruttostrom- und Primärenergieverbrauch deutlich gesenkt werden. Angestrebt wird, bis zum Jahr 2050 den Stromverbrauch gegenüber 2008 um 25 % und im gleichen Zeitraum den Primärenergieverbrauch um 50 % zu vermindern (vgl. BMWi und BMU, 2010, S. 5). Dies bedeutet, dass eine effizientere Energienutzung und ein zunehmender Anteil erneuerbarer Energien nicht nur für die Stromerzeugung, sondern auch im Verkehrs- und Wärmesektor notwendig sind (vgl. BMWi und BMU, 2010, S. 4). Auf EU-Ebene wurden hierzu Verordnungen erlassen, die die Schadstoff- und CO₂-Emissionswerte der Fahrzeuge beschränken (siehe z.B. EU-Verordnung 443/2009 und 510/2011). Gemäß der EU-Richtlinie 2009/28/EG wurde außerdem ein Anteil der erneuerbaren Energien am Energieverbrauch im Verkehrssektor von 10 % im Jahr 2020 vereinbart.

Um diese Ziele zu erreichen, ist eine Umgestaltung des Energiesystems unumgänglich. Die Transformation von einem zentral geprägten System mit steuerbaren, fossilen Kraftwerken hin zu einer zunehmend fluktuierenden Einspeisung aus erneuerbaren Energiequellen stellt das deutsche Stromsystem vor neue Herausforderungen. Da die Stromerzeugung mittels Erneuerbare Energien-Anlagen (EE-Anlagen) überwiegend vom Dargebot an Sonne und Wind abhängt, ist die Einspeisung schwankend und schwerer zu prognostizieren als die Stromgewinnung konventioneller Erzeuger wie z.B. Kohle- oder Erdgaskraftwerke. Als Konsequenz nehmen die Schwankungen der verbleibenden Last, die durch konventionelle Erzeugung gedeckt werden muss, zu und zukünftig können Situationen auftreten, in denen die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien die Nachfrage übersteigt (vgl. z.B. Peek und Diels, 2016, S. 54; Schill, 2013, S. 7). Diese Entwicklung zeigt, dass ein Flexibilitätsbedarf in Form von gut steuerbaren Technologien und Einsatzkonzepten besteht,

der für einen besseren Ausgleich von Stromangebot und -nachfrage sorgt (vgl. z.B. Byfield et al., 2015, S. 6 ff.; Agricola et al., 2014, S. 7 ff.).

Ein Elektrolyseur stellt eine Option dar, mit der eine stärkere Flexibilisierung der Nachfrage ermöglicht wird. Seine Fahrweise kann an das Stromangebot aus erneuerbaren Energien gut angepasst werden, so dass zu Zeiten eines Überangebotes Strom bezogen und im Falle einer Knappheitssituation die Nachfrage eingestellt werden kann. Er wird eingesetzt, um mit Hilfe von Strom Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff zu spalten. Wasserstoff ist wiederum ein vielfältig einsetzbarer Energieträger, der sowohl stofflich als auch energetisch genutzt werden kann und sich auch zur Energiespeicherung eignet. Er kann daher in verschiedenen Sektoren Verwendung finden, z.B. zur Rückverstromung im Stromsektor, zur stofflichen Verarbeitung in der chemischen Industrie und als Kraftstoff für Anwendungen im Wärme- und Verkehrssektor. Einen Überblick über die Nutzungsmöglichkeiten von Wasserstoff gibt Abbildung 1.1.

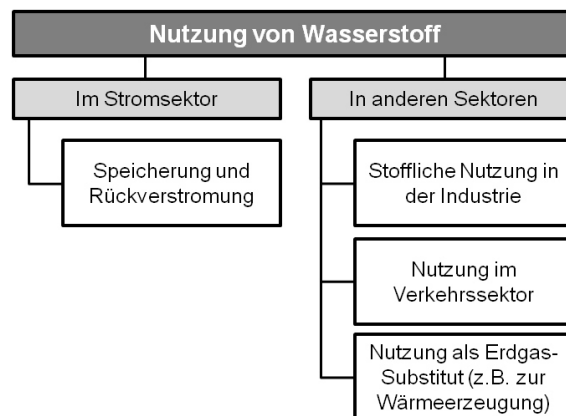


Abbildung 1.1: Verwendungsmöglichkeiten für Wasserstoff

Wird der Wasserstoff mittels Strom aus erneuerbaren Energien gewonnen, kann er zur Minderung der Treibhausgas-Emissionen beitragen, indem er fossile Energieträger ersetzt. Allerdings stehen auch andere Energieträger aus erneuerbaren Quellen zur Verfügung. So wird angestrebt, einen Teil der Treibhausgasemissionen bei der Wärmeerzeugung und im Verkehr durch den Einsatz von Energieträgern aus Biomasse zu senken (vgl. BMVBS, 2013, S. 9). Die Biomassepotenziale sind jedoch u.a. durch die verfügbaren Anbauflächen begrenzt, insbesondere wenn eine nachhaltige Nutzung angestrebt wird (vgl. Majer et al., 2013, S. 6 ff.). Außerdem bestehen aufgrund der unterschiedlichen Verwendungsmöglichkeiten große Nutzungskonkurrenzen, z.B. kann Biomasse zur Gewinnung von Nahrungsmitteln oder Kraftstoff genutzt werden. Daher ist das verfügbare Biomassepotenzial für die Kraftstoffherstellung unsicher (vgl. Majer et al., 2013, S. 8 ff.; BMVBS, 2013, S. 9).

Um Treibhausgas-Emissionen im großen Umfang zu reduzieren, müssen somit weitere Maßnahmen getroffen werden. Neben der Nutzung von Wasserstoff können strombasierte Technologien, wie z.B. batterieelektrische Fahrzeuge und strombetriebene Heizungen, zum Einsatz kommen, die Systeme und Anlagen substituieren, welche heute mit fossilen Kraftstoffen betrieben werden. Beziehen diese Technologien Strom aus erneuerbaren

Energien, werden die CO₂-Emissionen bei der Nutzung gesenkt. Allerdings sind nicht alle Verkehrsmittel für die Umstellung auf einen batterieelektrischen Betrieb geeignet, da im Langstrecken- oder Schwerlastverkehr wegen der vergleichsweise geringen gravimetrischen und volumetrischen Energiedichte der Batterien sowohl das Gewicht als auch der Platz für die benötigten Batterien begrenzt ist (vgl. Bünger et al., 2014, S. 27; IEC, 2011, S. 31). Hier bieten sich somit gasförmige oder flüssige Kraftstoffe an, die im Straßen- und Schienenverkehr, aber auch in der Schiff- und Luftfahrt Einsatz finden können (vgl. Bünger et al., 2014, S. 28, 61; BMVBS, 2013, S. 30). Als Basis für die Herstellung synthetischer, strombasierter Kraftstoffe dient in der Regel Wasserstoff aus der Elektrolyse, der direkt verwendet oder zu anderen chemischen Energieträgern wie Methan oder Methanol weiterverarbeitet werden kann.¹ Neben der Nutzung im Verkehr kann Wasserstoff, der aus erneuerbaren Energien gewonnen wird, konventionell hergestellten Wasserstoff in der Industrie ersetzen oder anstelle von Erdgas zur Wärmeengewinnung verwendet werden. So kann die Nutzung von Wasserstoff zur Dekarbonisierung in verschiedenen Sektoren beitragen.

Damit zeigt sich, dass der Einsatz eines Elektrolyseurs zur Wasserstoffherstellung sowohl für mehr Flexibilität im Stromsektor sorgen, als auch zur Dekarbonisierung des Energiesystems beitragen kann. Weltweit waren im Jahr 2014 Elektrolyseure mit einer Leistung von 8 GW installiert, die insbesondere für die industrielle Nutzung gebaut wurden (vgl. IEA, 2015, S. 29; Decourt, 2014). Sie finden z.B. dann Einsatz, wenn hochreiner Wasserstoff benötigt wird oder Wasserstoff mittels Strom in unmittelbarer Nähe zum Abnehmer erzeugt werden soll. 96 % der weltweiten Wasserstoffproduktion stammen jedoch aus fossilen Quellen, wovon die Hälfte durch die Erdgasreformierung abgedeckt wird, so dass die Elektrolyse heute im weltweiten Markt eine eher untergeordnete Rolle spielt (vgl. Ball et al., 2009, S. 279). Die technische Machbarkeit des Elektrolyseurbetriebs wird in Deutschland im Rahmen von mehr als 20 Pilotprojekten demonstriert (vgl. dena, 2016). Da diese Konzepte aktuell nicht wirtschaftlich sind, dienen sie in erster Linie Forschungszwecken (vgl. Brunner et al., 2015, S. 275; Michaelis et al., 2013, S. 161). Die Wasserstoffgestehungskosten der Elektrolyse liegen u.a. aufgrund der hohen Investitionen in die Technologie über den Kosten konkurrierender Verfahren. Dies kann sich aber zukünftig bei fortschreitender Entwicklung der Elektrolysetechnologie oder auch unter veränderten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen ändern. Zudem sind aufgrund der flexiblen Fahrweise des Elektrolyseurs verschiedene Betriebsweisen möglich, bei denen unterschiedliche Kosten und Erlöse anfallen. Wird diese Flexibilität gezielt genutzt, kann das die Wirtschaftlichkeit eines Elektrolyseurs zusätzlich verbessern.

Zu Beginn der Energiewende stand bei der Bewertung von Einsatzkonzepten für Elektrolyseure insbesondere die Speicherfähigkeit des Wasserstoffs und dessen Rückverstromung im Fokus, so dass in vielen Studien explizit der Einsatz von Wasserstoffspeichern im Stromsektor untersucht wird (vgl. Adamek et al., 2012; Hartmann et al., 2012; Hundt

¹Bei einer Weiterverarbeitung zu flüssigen Kohlenwasserstoffen gilt es jedoch zu berücksichtigen, dass hierfür u.a. Kohlenstoff benötigt wird, dessen Gewinnung in einem Energiesystem mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien aufwändig und kostenintensiv werden kann (vgl. Trost et al., 2012).

et al., 2010; Hannig et al., 2009). Aufgrund der Eigenschaften des Wasserstoffs ist eine Speicherung von großen Energiemengen über lange Zeiträume möglich, so dass die Elektrolyse zum Bezug umfangreicher „Überschussstrommengen“ eingesetzt werden kann, die auftreten, wenn die Einspeisung aus erneuerbaren Energien die Stromnachfrage übersteigt. Da sich dieses Konzept jedoch durch vergleichsweise geringe Effizienz und hohe Kosten auszeichnet, wird in neueren Studien verstärkt die industrielle stoffliche Nutzung des Wasserstoffs oder der Einsatz im Verkehrs- und Wärmesektor bei der Bewertung von Elektrolyseuren berücksichtigt (vgl. Jentsch et al., 2014; Müller-Syring et al., 2013; Albrecht et al., 2013a). Dazu zählt auch die Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgasnetz, was auch unter dem Begriff „Power-to-Gas“ verstanden wird (vgl. z.B. Müller-Syring et al., 2013, S. 24; Sterner, 2009, S. 111). Anhand der Veröffentlichungen zeigt sich, dass der Schwerpunkt häufig entweder auf dem Aspekt der Flexibilitätsbereitstellung im Stromsektor oder auf der Nutzung von Wasserstoff in verschiedenen Anwendungsbereichen liegt. Für eine umfassende Bewertung gilt es jedoch beides zu berücksichtigen, d.h. sowohl die Entwicklungen im Stromsektor als auch Entwicklungen beim Wasserstoffangebot und der -nachfrage. Dabei muss auch die Konkurrenzsituation zu anderen Herstellungsverfahren von Wasserstoff untersucht werden.

Im Stromsektor kann der Betreiber eines Elektrolyseurs an verschiedenen Stromhandelsplätzen teilnehmen und unterschiedliche Einsatzmöglichkeiten nutzen. Der Einsatz am Spotmarkt, aber auch am Regelleistungsmarkt ist in Veröffentlichungen bereits thematisiert (vgl. Regett et al., 2014; Hey, 2012; Adamek et al., 2012; Hundt et al., 2010). Publikationen über die Bewertung des Einsatzes am Regelleistungsmarkt basieren dabei aber auf der Verwendung historischer Daten und beziehen die zukünftige Preisentwicklung nicht ein (vgl. Hey, 2012; Regett et al., 2014). Gleichzeitig sind auf Seiten der Wasserstoffverwertung verschiedene Nutzungsmöglichkeiten gegeben, die für den Betreiber eines Elektrolyseurs unterschiedliche Erlöse bedeuten (vgl. Albrecht et al., 2013a). Damit wird der Betrieb eines Elektrolyseurs und folglich dessen Wirtschaftlichkeit von zwei Seiten beeinflusst: beim Strombezug durch die Situation an den Stromhandelsplätzen und beim Wasserstoffabsatz durch die Entwicklung der Erlösmöglichkeiten bei Abnehmern, die Wasserstoff kaufen. Für eine ökonomische Bewertung eines Elektrolyseurs sind somit neben den Strombezugskosten die verschiedenen Erlöse zu berücksichtigen, die mit dem direkten Absatz von Wasserstoff, dessen Rückverstromung oder auch durch die Regelleistungsvorhaltung erzielt werden können.

Diese unterschiedlichen Vermarktungsmöglichkeiten führen zu Wechselwirkungen, da die Entscheidung für den Einsatz des Elektrolyseurs in einem Zeitschritt die Möglichkeiten einer anderen Vermarktung im gleichen Moment, aber auch in folgenden Zeitschritten einschränkt. Somit gilt es, eine hohe zeitliche Auflösung zu berücksichtigen, da sich der Bedarf an zusätzlichem Stromangebot und -verbrauch sehr kurzfristig ändert. Daneben ist zu beachten, wie sich die Situation am Strommarkt langfristig unter zunehmenden Anteilen erneuerbarer Energien entwickelt. Unter zukünftigen Rahmenbedingungen könnten sich ein höherer Bedarf sowie attraktivere Rahmenbedingungen für flexible Technologien ergeben, was Auswirkungen auf die Bewertung des Elektrolyseurs hätte (vgl. BMWi, 2015b, S. 4; Byfield et al., 2015, S. 7).

1.2 Zielsetzung und Lösungsweg

In Deutschland wird die Elektrolyse im Rahmen verschiedener Forschungsprojekte gefördert, ohne dass aktuell ein wirtschaftlicher Betrieb erreicht wird. Innerhalb dieser Arbeit soll somit auf die folgende Forschungsfrage eingegangen werden:

Kann ein Elektrolyseur im deutschen Energiesystem mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien zukünftig wirtschaftlich betrieben werden?

Um diese Frage vollständig beantworten zu können, müssen unterschiedliche Entwicklungen im Energiesystem, Weiterentwicklungen bei der Elektrolýsetechnologie sowie verschiedene Betriebskonzepte und damit verbundene Erlösmöglichkeiten des Elektrolyseurs untersucht und ökonomisch bewertet werden. Es wird der Zeithorizont bis zum Jahr 2050 betrachtet. Dies wurde nach dem aktuellen Kenntnisstand der Autorin bisher von keiner anderen Veröffentlichung umfassend analysiert.

Die Forschungsfrage wird in mehreren Schritten beantwortet, die sich auf die einzelnen Kapitel dieser Arbeit verteilen. Darin werden jeweils untergeordnete Fragen aufgeworfen, die für die Beantwortung der zentralen Forschungsfrage von Relevanz sind. Wie die einzelnen Kapitel thematisch aufgebaut sind und ineinandergreifen, zeigt Abbildung 1.2.

In Kapitel 2 wird auf die Rahmenbedingungen eingegangen, die im Stromsektor und in der Wasserstoffwirtschaft vorliegen und sich auf den Einsatz des Elektrolyseurs auswirken. Da der Einsatz von Elektrolyseuren seitens des Strommarktes stark über den Bedarf an Flexibilität motiviert wird, soll die Frage beantwortet werden: *Wie gestaltet sich das aktuelle Marktumfeld für Flexibilitätsoptionen und welche regulatorischen Änderungen sind angedacht, die sich auf den Elektrolyseureinsatz auswirken können?* Hierbei spielt die Ausgestaltung der Stromhandelsplätze und die Preisentwicklung an den Märkten eine Rolle, aber auch, welche Gesetzesänderung in der aktuellen energiepolitischen Diskussion aufgeworfen werden und wie sie die Anreize für Flexibilitätsoptionen verändern können.

Gleichzeitig muss beachtet werden, welche Rahmenbedingungen auf Seiten der Wasserstoffherstellung und -nutzung vorliegen, da hier potenzielle Absatzmärkte für den Elektrolyseurbetreiber bestehen. Hierbei ist es wichtig, nicht nur den derzeitigen Zustand, sondern auch Nachfrage- und Angebotsentwicklungen bis zum Jahr 2050 zu berücksichtigen. Daher schließt Kapitel 2 zudem die Beantwortung dieser Frage ein: *Welche Herstellungsarten für Wasserstoff konkurrieren mit der Elektrolyse und wie wirken sich technische und kostenseitige Weiterentwicklungen auf die Wasserstoffgestehungskosten aus?* Anhand von Literaturrecherchen werden Spannbreiten für techno-ökonomische Parameter der Verfahren und deren zukünftige Entwicklung ermittelt. Damit werden die Gestehungskosten verschiedener Herstellungsarten berechnet und gegenübergestellt. Die kostengünstigste Herstellungsart gibt die Zielwerte für die Wasserstoffgestehungskosten der Elektrolyse vor, die erreicht oder unterboten werden müssen, damit die Elektrolyse konkurrenzfähig ist. Dabei wird für fossile Herstellungsarten die Klimawirkung insofern berücksichtigt, dass für die Produktion CO₂-Zertifikate erworben werden müssen. Veröffentlichungen, die

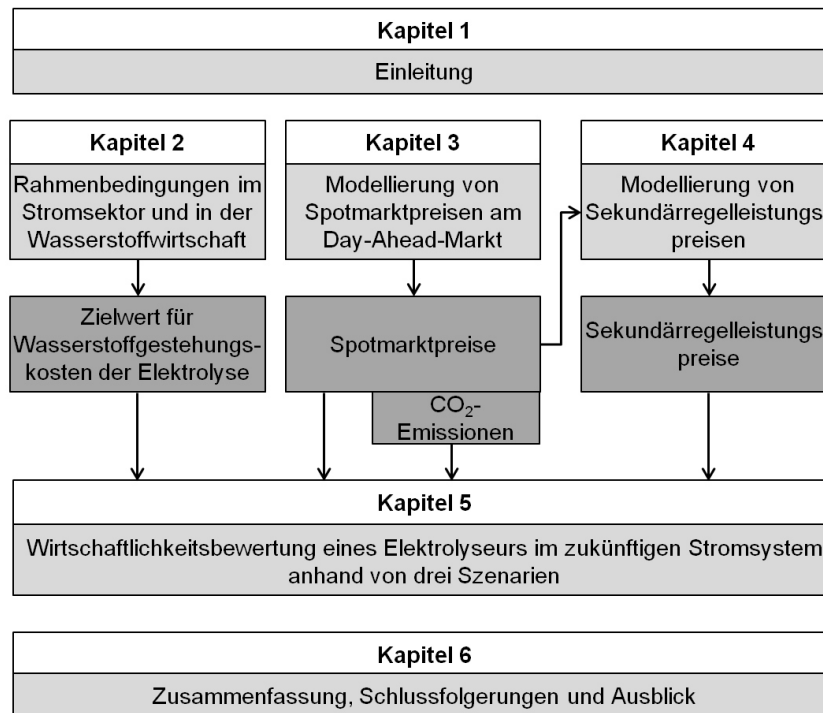


Abbildung 1.2: Übersicht über die Kapitel

sich bereits mit der Thematik in Form einer detaillierten Bewertung von Elektrolyseuren beschäftigen, werden vorgestellt, klassifiziert und bestehende Forschungslücken werden aufgezeigt.

Um eine wirtschaftliche Bewertung durchführen zu können, müssen für die Handelsplätze, die sich für die Teilnahme eines Elektrolyseurs anbieten, Preisentwicklungen bestimmt werden. Im Kapitel 3 wird daher auf den Spotmarkt eingegangen, da an diesem Markt kurzfristig Strom gehandelt wird und von ihm somit Signale für den Bedarf an Flexibilität ausgehen. Der Elektrolyseurbetreiber kann über den Spotmarkt Strom beziehen und ggf. auch wieder verkaufen, wenn er den Wasserstoff rückverstromt. Da für den Strombezug des Elektrolyseurs häufig die negativen Preise als Anreiz für seinen Einsatz gesehen werden (vgl. Fürstenwerth et al., 2014, S. 26), soll dieser Aspekt in der Modellierung explizit Berücksichtigung finden: *Wie können Spotmarktpreise am Day-Ahead-Markt unter besonderer Berücksichtigung positiver und negativer Preisspitzen modelliert werden?* Zunächst werden verschiedene Modellierungsansätze und Veröffentlichungen zur Modellierung von Spotmarktpreisen und Preisspitzen vorgestellt. Anschließend wird ein Ansatz für die vorliegende Fragestellung entwickelt, bei dem ein Fundamentalmodell mit einem Regime-Switching-Ansatz kombiniert wird. Die Modellgüte wird anhand historischer Daten validiert.

Als zusätzlicher Handelsplatz bietet sich der Markt für Sekundärregelleistung an, um die Leistung eines Elektrolyseurs zu vermarkten. Regelleistung wird benötigt, um die Abweichungen von Stromeinspeisung und -entnahme und die daraus entstehenden Frequenzschwankungen im Stromnetz auszugleichen. Bei der Teilnahme an diesem Markt steht für

einen Elektrolyseurbetreiber weniger der Strombezug, sondern die Vermarktung der flexiblen Fahrweise des Elektrolyseurs im Vordergrund, wodurch die Wasserstoffproduktion weniger gut planbar ist, jedoch zusätzliche Erlöse das Wirtschaftlichkeitsergebnis verbessern können. Der Betreiber des Elektrolyseurs kann je nach Preiserwartung am Spot- oder Regelleistungsmarkt teilnehmen oder dies miteinander kombinieren. Um zu bewerten, ob sich die zusätzliche Vermarktungsmöglichkeit in Form von Regelleistung rentiert, ist die Preisentwicklung von Relevanz. Hierbei spielt auch eine Rolle, dass Änderungen des Ausschreibungsdesigns am Regelleistungsmarkt derzeit diskutiert werden (vgl. BMWi, 2015b, S. 68). Daher wird in Kapitel 4 auf die Frage eingegangen: *Wie lassen sich Sekundärregelleistungspreise unter Berücksichtigung möglicher regulatorischer Änderungen modellieren?* Dies wird schrittweise beantwortet, indem zunächst auf die Ausgestaltung des Marktes eingegangen wird, Modellierungsansätze vorgestellt werden und ein eigener Ansatz entwickelt und validiert wird. Dabei werden angedachte regulatorische Änderungen in der Modellierung berücksichtigt.

Wie in Abbildung 1.2 dargestellt, fließen die Arbeiten aus Kapitel 2 bis 4 in die Bewertung des Elektrolyseurs in Kapitel 5 ein. Beantwortet werden die Fragen: *Ermöglichen die zukünftigen Rahmenbedingungen den wirtschaftlichen Betrieb eines Elektrolyseurs?* und darin enthalten: *Welche Betriebskonzepte sind denkbar und welche Erlöse sind mit ihnen möglich?* Die Modelle, die in den ersten Kapiteln beschrieben sind, werden genutzt, um zukünftige Kosten- und Preisentwicklungen abzubilden. Dazu muss zunächst festgelegt werden, welche Rahmenbedingungen sich im Energiesystem entwickeln können u.a. hinsichtlich des Ausbaus erneuerbarer Energien und der Preise für Energieträger und CO₂-Zertifikate. Hierzu werden für drei ausgewählte Energieszenarien mögliche Ausbaupfade im Energiesystem modellgestützt simuliert und eine Bandbreite potenzieller Rahmenbedingungen aufgezeigt. Die simulierten Preise dienen als Eingangsdaten für ein Modell, das den Einsatz eines Elektrolyseurs wirtschaftlich optimiert. Als Ergebnis zeigt sich, unter welchen Rahmenbedingungen der Elektrolyseur wirtschaftlich eingesetzt werden kann. Dabei wird deutlich, welche Betriebsweisen die höchsten Erlöse versprechen. Es wird verglichen, welches Erlöspotenzial mit der Teilnahme am Regelleistungsmarkt, der Rückverstromung und dem direkten Verkauf von Wasserstoff verbunden ist und welche Synergien sich durch ein kombiniertes Anbieten verschiedener Leistungen ergeben. In Sensitivitätsanalysen wird die Robustheit der Ergebnisse geprüft und mit Hilfe eines Zielkostenansatzes wird herausgearbeitet, welche technischen und kostenseitigen Entwicklungen erforderlich sind, um bei gegebenen Rahmenbedingungen einen rentablen Elektrolyseurbetrieb zu ermöglichen. Neben den Zielkosten werden noch weitere Zielgrößen berechnet, die auf die Wirtschaftlichkeit des Elektrolyseureinsatzes Einfluss nehmen.

In Kapitel 6 werden die gewonnenen Erkenntnisse zusammengefasst, Schlussfolgerungen gezogen und der gewählte Ansatz wird kritisch diskutiert. Die Arbeit schließt mit einem Ausblick auf weiteren Forschungsbedarf.

2 Rahmenbedingungen im Stromsektor und in der Wasserstoffwirtschaft

Einleitung

Ein Elektrolyseur kann durch seine flexible Fahrweise zur Integration erneuerbarer Energien im Stromsektor beitragen und Wasserstoff für verschiedene Anwendungen zur Verfügung stellen. Bei der Bewertung der Investitionsentscheidung sind somit die Rahmenbedingungen im Stromsektor, aber auch in der Wasserstoffwirtschaft zu berücksichtigen, nicht zuletzt weil sie auch das Kosten- und Erlöspotenzial bestimmen. Es wird daher zunächst in Kapitel 2.1 aufgezeigt, wie sich der Flexibilitätsbedarf im Stromsektor entwickelt, welche Flexibilitätsoptionen zur Deckung des Bedarfs bestehen und wie diese am Stromhandel teilnehmen können. Anschließend wird in Kapitel 2.2 auf die Nutzung und den Bedarf an Wasserstoff sowie auf verschiedene Herstellungsverfahren eingegangen. Dabei wird deutlich, mit welchen Produktionsarten die Elektrolyse konkurriert und wie stark sich die Verfahren hinsichtlich Effizienz und Kosten voneinander unterscheiden. Einen Überblick über Veröffentlichungen, die sich mit der Bewertung von Elektrolyseuren beschäftigen, gibt Kapitel 2.3. Anhand der ausgewählten Quellen werden der aktuelle Stand der Forschung sowie der weitere Forschungsbedarf aufgezeigt und der Fokus der vorliegenden Arbeit wird erläutert.

2.1 Entwicklungen im Stromsektor

Der Einsatz von Flexibilitätsoptionen, d.h. flexibel steuerbare Stromerzeuger und -verbraucher, richtet sich in erster Linie nach den Signalen, die vom Strommarkt ausgehen. Dies sind in der Regel Preissignale, aber es können auch andere Impulse dazu dienen, die Einheiten so zu steuern, dass z.B. netzdienliches Verhalten hervorgerufen wird. Ziel dieses Kapitels ist es, einen Überblick über Entwicklungen im Stromsektor und den Handel von Strom zu geben. Dabei wird der Fokus auf die Aspekte gelegt, die für die Bewertung von Flexibilitätsoptionen von Relevanz sind. In Kapitel 2.1.1 wird zunächst dargestellt, wie sich der Ausbau der erneuerbaren Energien bis heute entwickelt und welche Auswirkungen deren Integration auf das Stromsystem bislang hat. Anhand verschiedener Indikatoren

wird aufgezeigt, dass der Flexibilitätsbedarf in den vergangenen Jahren bereits zugenommen hat. Dem gegenübergestellt werden die verschiedenen Flexibilitätsoptionen, deren Marktrelevanz und erwartete, zeitliche Einsatzreihenfolge anhand verschiedener Studien dargelegt wird. In Kapitel 2.1.2 werden die Stromhandelsplätze beschrieben, aus denen die relevanten Plätze für die Vermarktung flexibler Technologien ausgewählt werden. Welches Marktumfeld aktuell für flexible Erzeuger und Verbraucher besteht und welche regulatorischen Änderungen derzeit in der Diskussion sind, wird in Kapitel 2.1.3 erläutert.

2.1.1 Flexibilitätsbedarf zur Integration erneuerbarer Energien

Im Jahr 2010 veröffentlichte die Bundesregierung das Energiekonzept, das den Grundstein für die Umgestaltung des Energiesektors in Deutschland legt, hin zu einem System mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien. Ziel dieser sog. Energiewende ist die „Sicherstellung einer zuverlässigen, wirtschaftlichen und umweltverträglichen Energieversorgung“ (BMWi und BMU, 2010, S. 3). Explizit genannt sind die Klimaziele, die gegenüber dem Jahr 1990 eine Einsparung der Treibhausgasemissionen von 55 % bis zum Jahr 2030 und von mindestens 80 % bis zum Jahr 2050 vorsehen (vgl. BMWi und BMU, 2010, S. 5). Dies soll insbesondere durch den Einsatz von erneuerbaren Energien ermöglicht werden, deren Anteil nicht nur bei der Stromerzeugung, sondern auch im Wärme- und Verkehrssektor auf 60 % des Bruttoendenergieverbrauchs bis 2050 steigen soll (vgl. BMWi und BMU, 2010, S. 4 f.). Dabei wird allein im Stromsektor ein Anteil von 50 % erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch bis 2030 und 80 % bis 2050 anvisiert (vgl. BMWi und BMU, 2010, S. 5).

Da die spezifischen Stromgestehungskosten der erneuerbaren Energietechnologien in der Regel die der konventionellen Kraftwerke übersteigen, wurde bereits im Jahr 1991 beschlossen, den Bau von Erneuerbare Energien-Anlagen (EE-Anlagen) zu fördern. Als Vorgänger des Erneuerbare-Energien-Gesetzes trat hierzu das Stromeinspeisegesetz in Kraft, das für die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien erstmals eine Abnahme durch die Energieversorger und eine feste Vergütung garantierte (vgl. BMWi, 2016a). Darauf aufbauend wurden im Jahr 2000 im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) u.a. die Höhe der Vergütung angepasst, der Zeitraum der Vergütung auf 20 Jahre festgelegt und die vorrangige Einspeisung gegenüber Strom aus fossilen Quellen gesetzlich fixiert (vgl. BMWi, 2016b). Durch weitere Novellierungen sind diese Regelungen in den folgenden Jahren erweitert worden. Das Fördermodell garantiert eine feste Einspeisevergütung für Strom aus erneuerbaren Energien, jedoch sind die Vergütungssätze in den vergangenen Jahren wieder gesunken, da insbesondere bei den Windkraft- und Photovoltaik-Anlagen technische Fortschritte und Kostendegressionen zu niedrigeren Stromgestehungskosten geführt haben. Auch das Fördermodell wurde angepasst und durch ein Marktprämienmodell erweitert, das zum einen Anreize für eine stärkere Orientierung der Einspeisung am Marktwert für Strom schafft, zum anderen aber weiterhin eine Förderung von EE-Anlagen beinhaltet, um den Ausbau weiter voranzutreiben (vgl. Sensfuß und Ragwitz, 2011, S. 1 f.).

Die Kosten der Förderung, d.h. die Summe der Einspeisevergütungen aller geförderten Anlagen, werden auf die Stromverbraucher in Form der sog. EEG-Umlage verteilt. Dabei

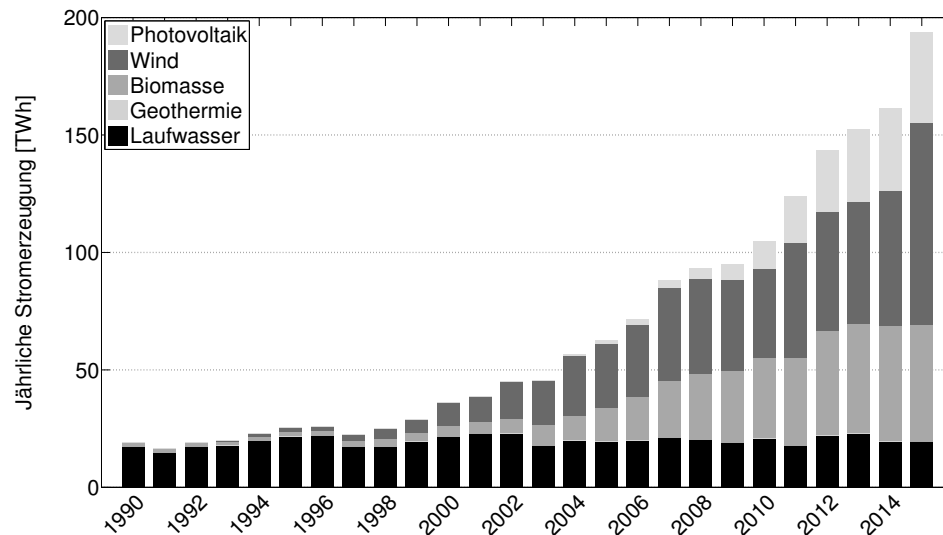


Abbildung 2.1: Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (Daten aus BMWi (2015a) und Graichen et al. (2016, S. 14))

fällt die Umlage in Abhängigkeit von der Strombezugsmenge an und stromkostenintensive Unternehmen können zumindest teilweise befreit werden, um ihre Wettbewerbsfähigkeit nicht zu gefährden (vgl. BAFA, 2016, S. 5). Da die Netzbetreiber durch den Verkauf des EEG-Stroms an der Börse Einnahmen erzielen, wird nicht die gesamte Vergütungssumme auf die Nachfrager verteilt, sondern lediglich die Differenz zwischen der Vergütung und den erzielten Einnahmen.

Aufgrund der Förderung nahm die Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien zu, siehe Abbildung 2.1. In 2015 wurden rund 33 % der Nettostromnachfrage durch erneuerbare Energien gedeckt (vgl. Graichen et al., 2016, S. 3). Wasserkraftwerke tragen schon seit Langem zur Stromerzeugung in Deutschland bei und sind, wie auch Geothermieanlagen, durch geeignete geographische Standorte natürlich begrenzt. Die Förderung der erneuerbaren Energien macht sich daher insbesondere bei Photovoltaik-, Windkraft- und Biomasseanlagen bemerkbar, die durch die regulatorisch garantierten Vergütungssätze wettbewerbsfähig geworden sind. Allerdings wird sich die Förderung zukünftig in erster Linie auf Photovoltaik- und Windkraftanlagen konzentrieren, da sich herausgestellt hat, dass eine Ausschreibung für neue Biomasseanlagen „wegen der begrenzten Potenziale und der Kostenstruktur nicht sinnvoll ist“ (BMW, 2015c, S. 2).

Durch den steigenden Anteil der erneuerbaren Energien ergeben sich neue Herausforderungen für das Stromsystem. Zum einen findet ein Wandel von einem ursprünglich zentral geprägten zu einem zunehmend dezentral ausgestalteten System statt. In der Vergangenheit wurde Strom durch große Kraftwerksblöcke bereitgestellt und von dort aus über die Übertragungs- und Verteilnetze zu den Verbrauchern geleitet. Dadurch, dass erneuerbare Energien, v.a. Photovoltaikanlagen, heute auch auf den niedrigeren Netzebenen Strom einspeisen und sich über die Fläche verteilen, kann sich der Lastfluss umdrehen, was höhere Anforderungen an den Netzbetrieb stellt. Zum anderen sind konventionelle Kraftwerke unterschiedlich regelbar, so dass sich die Erzeugung bisher aus einer Kombi-

nation an Grund-, Mittel- und Spitzenlastkraftwerken zusammengesetzt hat und an die Veränderungen auf der Nachfrageseite gut angepasst werden konnte. Die Einspeisung aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen variiert hingegen und ist kaum steuerbar, da sie vom Angebot an Wind und Sonne abhängig ist. Dadurch steigen die Anforderungen, das zunehmend schwankende Stromangebot und die zeitlich variierende Nachfrage aufeinander abzustimmen. Konventionelle Kraftwerke gleichen heute diese Abweichungen zwischen der Einspeisung aus erneuerbaren Energien und der Stromnachfrage mit ihrer Stromproduktion aus.

Der Bedarf an Flexibilität, der nötig ist, um den Ausgleich von Angebot und Nachfrage sicherzustellen, lässt sich an verschiedenen Indikatoren festmachen. Sie zeigen auf, welcher Anpassungsbedarf sich im Stromsystem durch den steigenden Anteil erneuerbarer Energien ergibt. Dazu zählen die Abregelungsmengen von Strom aus erneuerbaren Energien, die Anzahl an Redispatch-Maßnahmen, die Höhe der Residuallastgradienten, die Häufigkeit negativer Preise und das Auftreten negativer Residuallasten. Im Folgenden wird anhand dieser Kriterien dargelegt, dass der Bedarf an Flexibilität bereits in den letzten Jahren zugenommen hat.

Abregelungen von EE-Anlagen werden vom Netzbetreiber vorgenommen, wenn eine Überlastung der Netze droht. Die Strommenge, die dadurch nicht eingespeist wird, wird auch als Ausfallarbeit bezeichnet. Sie belief sich im Jahr 2015 auf 4.722 GWh (2,8 % der Jahreseinspeisung förderberechtigter EEG-Anlagen) und ist damit nahezu dreimal so hoch wie im Vorjahr (vgl. BNetzA, 2016, S. 105). 87 % dieser Ausfallarbeit entfallen auf Windkraftanlagen und 5 % auf Photovoltaikanlagen (vgl. BNetzA, 2016, S. 106). Dabei entfällt der Großteil der abgeregelten Strommenge auf Norddeutschland und dort insbesondere auf Schleswig-Holstein (vgl. BNetzA, 2016, S. 107 f.). Dieser Indikator verdeutlicht, dass bereits heute lokale Engpässe dazu führen, dass das Stromangebot aus erneuerbaren Energien nicht vollständig integriert werden kann.

Ein weiterer Indikator für Netzengpässe ist die *Anzahl an Redispatch-Maßnahmen*. Bevor Abregelungen vorgenommen werden, wird durch den Redispatch versucht, Leitungsüberlastungen zu verhindern, indem der marktbasierter Fahrplan der stromerzeugenden Einheiten verändert wird (vgl. BNetzA, 2015b, S. 101). Erzeuger werden dann anders als ursprünglich vorgesehen eingesetzt, um den Stromfluss über die Netze anders zu verteilen. Die Anzahl der Redispatchmaßnahmen ist in den vergangenen Jahren deutlich gestiegen, von 1.588 Stunden im Jahr 2010 auf 8.453 Stunden im Jahr 2014 und 13.660 Stunden im Jahr 2015 (vgl. BNetzA, 2015a; BNetzA, 2016, S. 99). Die Stunden werden hierbei für die vier Netzbetreiber separat erfasst und aufsummiert. Ursache für den Anstieg ist in erster Linie der fehlende Netzausbau, der nicht schnell genug umgesetzt wurde, um mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien mithalten zu können (vgl. BNetzA, 2015b, S. 7). Insbesondere in Süddeutschland macht sich das Abschalten der Atomkraftwerke und der Mangel an Erzeugungskapazität bemerkbar, da das verfügbare Flexibilitätspotenzial, darunter auch Redispatch-Maßnahmen, in manchen Situationen bereits vollständig ausgeschöpft wurde (vgl. Klobasa et al., 2013, S. 27).

Die *Zunahme der Residuallastgradienten* ist ein Anzeichen dafür, dass die Schwankungen in der Erzeugung zunehmen. Berechnet wird die Residuallast durch die Last, die in einem Zeitintervall vorliegt, abzüglich der Stromeinspeisung aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen. D.h., dass die Residuallast den Anteil der Last darstellt, der durch steuerbare erneuerbare und konventionelle Anlagen gedeckt werden muss. Der Gradient zeigt an, welche Veränderung der Residuallast innerhalb eines bestimmten Zeitintervalls durch den regelbaren Kraftwerkspark bewältigt werden muss. Durch die Zunahme der Einspeisung aus fluktuierenden Quellen treten steilere Zu- und Abnahmen der Residuallast je Zeitintervall auf, d.h. größere Gradienten. Werden die Gradienten von 2012 bis 2014 verglichen, zeigt sich, dass die Minimal- und Maximalwerte mit jedem Jahr zunehmen. Beliefen sich die Gradienten in 2012 noch auf minimal -7 bzw. maximal 9 % der Residuallast je 15 Minuten, lagen die Werte in 2014 bereits bei -9 bis 11 % (vgl. Buttler et al., 2015, S. 53). Derzeit stellen die Gradienten noch kein Problem dar, da die Laständerungsraten thermischer Kraftwerke hoch genug sind, um den Residuallastgradienten zu folgen (vgl. Buttler et al., 2015, S. 53). Zukünftig könnten aber insbesondere negative Lastgradienten zur Herausforderung werden, da die Mindestlasten der Kraftwerke die Absenkung der Kraftwerksleistung begrenzen (vgl. Buttler et al., 2015, S. 53).

Als weiteres Anzeichen für die mangelnde Flexibilität des Stromsystems kann das *Auftreten negativer Preise* gedeutet werden (vgl. Götz et al., 2014, S. 1). Sie entstehen durch ein Überangebot auf der Erzeugungsseite, z.B. in Situationen mit hoher Einspeisung erneuerbarer Energien und gleichzeitig niedriger Stromnachfrage. Dabei ist bisher nie die Situation aufgetreten, in der die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland die Last überschritten hätte, d.h. es wurden immer konventionelle Kraftwerke für die Nachfragedeckung benötigt. Der Grund für die aufgetretenen negativen Preise liegt somit nicht in einem Überangebot erneuerbarer Energien, sondern in den technischen Beschränkungen der thermischen Kraftwerke, die deren Flexibilität limitieren, und den damit verbundenen wirtschaftlichen Konsequenzen. Aufgrund von Anfahrzeiten, Mindeststillstandszeiten und Lastgradienten sind die An- und Abfahrvorgänge teilweise zeit- und kostenintensiv und es ist für die Betreiber in manchen Situationen kostengünstiger, für wenige Stunden negative Preise zu bieten als die Anlage herunter- und später wieder hochzufahren.² Die Häufigkeit der negativen Preise zeigt einen positiven Trend mit 12 Stunden in 2010, 64 Stunden in 2014 und 126 Stunden in 2015, was auf einen steigenden Flexibilitätsbedarf schließen lässt (vgl. EPEX SPOT, 2015c).

Ein Aspekt, der häufig im Zusammenhang mit dem Ausbau erneuerbarer Energien genannt wird, ist das *Auftreten negativer Residuallasten* oder sog. Stromüberschüsse. Sie entstehen, wenn im Stromsystem das Angebot fluktuierender erneuerbarer Energien die Nachfrage übersteigt, so dass Anlagen aufgrund des Angebotsüberschusses abgeregelt werden müssten. Die Überschussmengen hängen dabei in erster Linie von der Flexibilität des Kraftwerksparks und der Nachfrageseite ab, außerdem berücksichtigen manche Studien auch Netzengpässe, die die Überschussmengen zusätzlich erhöhen können. Die Spannbreite bei der Berechnung von Überschüssen ist dementsprechend hoch und hängt stark von

²Auf diesen Aspekt wird in Kapitel 3.1 genauer eingegangen.

den getroffenen Annahmen ab. Generell zeigt sich, dass Überschussmengen in Deutschland bisher noch nie aufgetreten sind, sie erst ab etwa 2030 im Bereich von 0 bis 15 TWh pro Jahr erwartet werden und bis 2050 auf über 50 TWh steigen könnten (vgl. Doetsch et al., 2014, S. 34). In Modellsimulationen mit einem sehr unflexiblen Stromsystem treten bei Anteilen erneuerbarer Energien von über 80 % sogar Überschussmengen von bis zu 80 TWh auf (vgl. Jentsch et al., 2014, S. 257; Höfling et al., 2013, S. 69). Der Vergleich verschiedener Studien in Doetsch et al. (2014, S. 34 ff.) verdeutlicht aber, dass sich dieser Wert bis auf 0 TWh reduzieren kann, wenn Maßnahmen zur Erhöhung der Flexibilität im Stromsystem rechtzeitig getroffen werden und Überschüsse durch Flexibilitätsoptionen vollständig kompensiert werden können. Neben der Überschussmenge ist auch die Höhe des Leistungsüberschusses und die Häufigkeit dieser Situationen von Relevanz. Nach Stolzenburg et al. (2014, S. 182 ff.) treten 2030 in einem unflexiblen System alleine in Norddeutschland an über 3.000 Stunden Überschussituationen mit einem Maximalwert von bis zu 26 GW auf. Bei Anteilen erneuerbarer Energien über 80 % sind in einem unflexiblen System nach Höfling et al. (2013, S. 69) Leistungsüberschüsse von über 80 GW möglich. Allerdings gilt auch hier, dass sich diese Werte in einem flexiblen System stark reduzieren bzw. sogar gänzlich verschwinden, wenn Flexibilitätsoptionen in ausreichender Menge zur Verfügung stehen, um den Überschuss aufzunehmen (vgl. Doetsch et al., 2014, S. 34 ff.).

Anhand der diskutierten Indikatoren wird deutlich, dass bereits in den vergangenen Jahren der Flexibilitätsbedarf im Stromsystem zugenommen hat. Die genannten Berechnungen der Überschussmengen verdeutlichen außerdem, dass der Bedarf mit steigenden Anteilen erneuerbarer Energien weiter zunehmen wird und dementsprechende Anpassungen im Stromsystem erfordert. Die genaue Quantifizierung dieses Bedarfs ist sehr stark davon abhängig, welche Rahmenbedingungen unterstellt werden. Studien, die bspw. eine vollständige Integration aller Überschussmengen voraussetzen, kommen zu einem deutlich höheren Bedarf und somit höheren Investitionen in flexible Technologien als Berechnungen, die das wirtschaftliche Potenzial flexibler Technologien und Anwendungen ermitteln (vgl. Byfield et al., 2015, S. 24; Müller et al., 2013, S. 1). Neben den diskutierten Auswirkungen der erneuerbaren Energien sind beim Anpassungsbedarf außerdem technische Aspekte zu berücksichtigen wie z.B. die Bereitstellung von Wirk- und Blindleistung, die zur Wahrung der Systemstabilität notwendig sind (vgl. Buttler et al., 2015, S. 73).

Der Flexibilitätsbedarf kann durch verschiedene Flexibilitätsoptionen gedeckt werden, die dazu beitragen, Stromangebot und -nachfrage besser aufeinander abstimmen zu können. Hierzu zählen der Einsatz gut steuerbarer Kraftwerke und Verbraucher, die Steuerung der Nachfrage durch Lastmanagement, der Betrieb von Speichern sowie der nationale und der grenzüberschreitende Stromnetzausbau. Auch die Abregelung erneuerbarer Energien kann darunter gefasst werden, da es im Sinne einer Systemkostenoptimierung günstiger sein kann, den Strom abzuregeln als andere Optionen zu finanzieren (vgl. Müller et al., 2013, S. 14). Viele Studien zeigen, dass derzeit der Netzausbau die kostengünstigste Möglichkeit ist, um die Ausgleichseffekte innerhalb Deutschlands aber auch im Verbund mit den anderen europäischen Staaten zu nutzen (vgl. Müller und Brunner, 2015, S. 12).

Aufgrund langer zeitlicher Genehmigungs- und Bauprozesse sowie mangelnder Akzeptanz ist jedoch bei einigen Netzausbauvorhaben von zeitlichen Verzögerungen oder sogar Planungsabbrüchen auszugehen (vgl. Krzikalla et al., 2013, S. 8). Der Netzausbau kann außerdem nur die räumlichen Diskrepanzen ausgleichen, nicht aber die zeitlichen Abweichungen. Selbst bei idealem Netzausbau werden daher zukünftig Situationen auftreten, in denen das Stromangebot aus erneuerbaren Energien die Stromnachfrage übersteigt, so dass der Einsatz weiterer Flexibilitätsoptionen notwendig wird (vgl. Peek und Diels, 2016, S. 3; Müller und Brunner, 2015, S. 12).

Die Bestimmung der Einsatzreihenfolge dieser Flexibilitätsoptionen ist aufgrund der vielfältigen Eigenschaften der Optionen komplex und Gegenstand aktueller Forschung (vgl. z.B. Müller und Brunner, 2015; Byfield et al., 2015; Buttler et al., 2015). Neben kostenseitigen Aspekten sind auch das technische Potenzial, technische Restriktionen, die zeitliche Verfügbarkeit und die Benutzungsstunden der Optionen zu berücksichtigen (vgl. Müller und Brunner, 2015, S. 14). Eine Veröffentlichung, die Aussagen zur zeitlichen Einsatzreihenfolge von Flexibilitätsoptionen liefert, ist die Studie von Krzikalla et al. (2013). Innerhalb eines Szenarios wird ermittelt, welche Optionen aufgrund techno-ökonomischer Eigenschaften als erstes aktiviert werden. Demnach sollten kurzfristig die bestehenden Flexibilitätspotenziale auf Angebots- und Nachfrageseite stärker ausgeschöpft werden. Hierzu zählen die stärkere Steuerung der Stromerzeugung durch konventionelle Einheiten und erneuerbare Energien und die Nutzung bestehender Pumpspeicher und Netzersatzanlagen. Mittelfristig können Lastmanagementpotenziale erschlossen werden, zunächst in der Industrie und dann in Haushalten und im Gewerbe. Langfristig kann bei sehr hohen Anteilen erneuerbarer Energien die Umwandlung von Überschussstrom zu Wärme bzw. Gas und der Ausbau der Speicherkapazitäten notwendig werden (vgl. Krzikalla et al., 2013, S. 10).

Bei der Bewertung der Flexibilität einzelner Optionen spielt allerdings auch eine Rolle, dass manche Anwendungen zusätzlich als Sektorkopplungsoption dienen. Der Einsatz wird dann nicht nur durch die Bereitstellung der Flexibilität, sondern auch von der Nachfrage nach den Erzeugnissen oder Dienstleistungen außerhalb des Stromsektors beeinflusst. Bei diesen Optionen substituiert Strom einen in der Regel fossilen Energieträger in einem anderen Sektor, wie es z.B. bei Elektrofahrzeugen der Fall ist, oder es werden aus Strom Wärme oder Kraftstoffe für den Wärme- und Verkehrssektor hergestellt, wie z.B. Wasserstoff aus der Elektrolyse. Ist der Strom CO₂-frei bzw. -arm produziert, kann er zur Emissionsminderung in diesen Sektoren beitragen. Die langfristigen Emissionsziele lassen sich insbesondere im Verkehrssektor voraussichtlich nur erreichen, wenn strombasierte Kraftstoffe eingeführt werden (vgl. z.B. Kasten et al., 2013, S. 11; Albrecht et al., 2013b, S.xxiv). Wenn sich die entsprechenden Sektorkopplungstechnologien jedoch nicht rechtzeitig gegenüber den anderen Flexibilitätsoptionen im Stromsektor durchsetzen können, ist es möglich, dass die Ziele verfehlt werden. Daher wird die Bewertung von Sektorkopplungsoptionen vor dem Hintergrund des steigenden Flexibilitätsbedarfs momentan intensiv erforscht, auch um Aussagen hinsichtlich möglicher Fördermechanismen zu treffen.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass sehr viele unterschiedliche Technologien und Konzepte bestehen und dass bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien ein

Portfolio dieser Optionen benötigt wird, um den Flexibilitätsbedarf zu decken (vgl. Müller und Brunner, 2015, S. 1). Für den Einsatz eines Elektrolyseurs bedeutet dies, dass er sich in einer starken Konkurrenzsituation befindet. Wie für alle anderen Flexibilitätsoptionen ist für die Investitionsentscheidung letztendlich ausschlaggebend, ob ausreichende Erlöse erzielt werden können, damit sich die Anschaffung rentiert. Daher sind die Erlösmöglichkeiten an den Stromhandelsplätzen sowie die regulatorischen Rahmenbedingungen für den Markteintritt der Flexibilitätsoptionen allgemein von Relevanz und werden im Folgenden diskutiert.

2.1.2 Ausgestaltung von Stromhandelsplätzen

Der Handel mit Strom kann auf zwei Arten erfolgen: an einer Strombörse oder im bilateralen Großhandel, der auch als over-the-counter-Handel (OTC-Handel) bezeichnet wird. Beim börslichen Handel übernimmt das Clearing-Haus der Börse die Position des Vertragspartners und übernimmt damit das Ausfallrisiko, welches im Falle des bilateralen Handels in der Regel bei dem Gläubiger verbleibt (vgl. BNetzA, 2015b, S. 176). So gewähren Strombörsen den registrierten Teilnehmern Sicherheiten beim Handel und liefern gleichzeitig Signale an die Marktteilnehmer über den aktuellen Wert der Stromprodukte. Der außerbörsliche Handel orientiert sich daher häufig an den erzielten Strombörsenpreisen.

Der börsliche Großhandel findet im Marktgebiet Deutschland und Österreich an verschiedenen Handelsplätzen statt, die sich anhand ihrer Erfüllungszeitpunkte unterscheiden. Abbildung 2.2 gibt einen Überblick über die Reihenfolge der Auktionen. Termingeschäfte können bis zu sechs Jahre vor dem Erfüllungszeitpunkt geschlossen werden und werden überwiegend finanziell beglichen, d.h. es wird keine reale Stromlieferung getätigt, sondern nur ein finanzieller Ausgleich (vgl. BNetzA, 2015b, S. 158). An Spotmärkten findet der kurzfristige Stromhandel statt, der sich aus den Auktionen am Day-Ahead-Markt am Tag vor der Erfüllung sowie am Intradaymarkt am Vortag und Liefertag selbst zusammensetzt. Die Day-Ahead-Auktion erfolgt jeden Tag um zwölf Uhr und ermittelt anhand der Gebote und der Nachfrage den stündlichen Spotmarktpreis für den folgenden Tag. Neben stündlichen Produkten und Blockprodukten können auch benutzerdefinierte Blöcke angeboten werden, mit einer Mindestgröße von 0,1 MW (vgl. BNetzA, 2015b, S. 159). Unternehmen können an der Börse teilnehmen, wenn sie die Zulassungsvoraussetzungen der Börsenordnung nach §§ 14 ff. erfüllen, wozu z.B. der Nachweis von Eigenkapital in Höhe von 50.000 € zählt (vgl. EEX, 2016, S. 12). Daneben fallen Aufnahmeentgelte und Gebühren an, so dass die direkte Teilnahme für kleine Unternehmen häufig zu kostenintensiv ist. Daher wird ihre und die Nachfrage von privaten Haushalten von Versorgungsunternehmen verwaltet, die den Strom über eigene Händler an der Börse einkaufen.

Die Auktion ist als Einheitspreisverfahren ausgestaltet, so dass sich für alle Marktteilnehmer der gleiche stündliche Preis einstellt. Ergänzt wird der Day-Ahead-Handel durch den kontinuierlichen Intraday-Handel, bei dem Einzelstunden, 15-Minuten-Produkte und

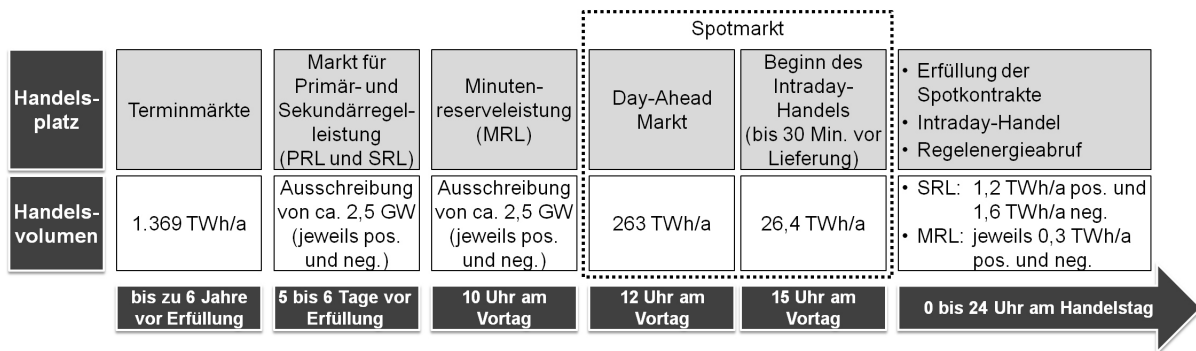


Abbildung 2.2: Übersicht über Stromhandelsplätze und zugehörige Handelsvolumina im Jahr 2014 (vgl. BNetzA, 2015b, S. 124 f.,128,132,177)

benutzerdefinierte Blöcke angeboten werden dürfen (vgl. BNetzA, 2015b, S. 159). Er beginnt um 15 Uhr des vorherigen Tages und kann bis zu 30 Minuten vor Lieferbeginn abgeschlossen werden (vgl. BNetzA, 2015b, S. 159). Durch diesen kurzfristigen Zuschlag können Stromhändler flexibler auf veränderte Einspeise- und Nachfrageprognosen reagieren. Dabei erfolgt die Auktion in Form eines pay-as-bid-Verfahrens, so dass sich bei jeder Transaktion ein individueller Preis ergibt.

Im Gegensatz zu den Nachfragegeboten im Spotmarkt, die durch die Teilnehmer platziert werden, wird im Regelleistungsmarkt der Regelleistungsbedarf durch die Übertragungsnetzbetreiber nach den Vorgaben der Bundesnetzagentur ausgeschrieben. Die Regelleistung wird benötigt, um die von der Prognose abweichende Stromeinspeisung und -entnahme und die daraus entstehenden Frequenzschwankungen im Stromnetz auszugleichen. Daher wird eine vorher definierte Menge an Regelleistung vorgehalten und bei Bedarf in Form von Regelarbeit abgerufen. Sie gliedert sich in drei Produkte, die sich v.a. anhand der Aktivierungszeit unterscheiden lassen. Zunächst wird die Primär- und dann die Sekundärregelleistung abgerufen und schließlich durch die Minutenreserve abgelöst. Die Ausschreibung der Primärregelleistung findet am Dienstag und die der Sekundärregelleistung am Mittwoch der Vorwoche statt (vgl. Consentec GmbH, 2014, S. 22). Die Minutenreserve wird am Vortag der Erfüllung um zehn Uhr ausgeschrieben (vgl. Consentec GmbH, 2014, S. 22). Durch den Zusammenschluss der vier Regelzonen der deutschen Übertragungsnetzbetreiber im Netzregelverbund konnte in der Vergangenheit der Regelleistungsbedarf und die in Anspruch genommene Regelarbeit für die Sekundärregelleistung und Minutenreserve trotz steigender Anteile erneuerbarer Energien gesenkt werden (vgl. BNetzA, 2015b, S. 123). Zudem wurde der Verbund um europäische Nachbarländer erweitert, darunter Dänemark, Niederlande, Schweiz, Tschechien, Belgien und Österreich. Diese Länder stimmen zwar nicht die Vorhaltung der Regelleistung ab, da hierfür auch Übertragungsnetzkapazitäten reserviert werden müssten, koordinieren aber den Abruf von Regelenergie und haben dadurch dazu beigetragen, die benötigte Regelarbeit zu senken (vgl. 50Hertz, 2016).

Sowohl am Day-Ahead- als auch am Intradaymarkt sind die gehandelten Volumina in der Vergangenheit gestiegen, während die abgerufene Regelarbeit ungefähr gleich ge-

blieben ist (vgl. BNetzA, 2015b, S. 128,132,159). Dabei war das Wachstum am Intradaymarkt deutlich höher als am Day-Ahead-Markt, was den zunehmenden Bedarf an flexiblen, kurzfristigen Handelsmöglichkeiten verdeutlicht (vgl. EPEX SPOT, 2016, S. 1). An der EPEX SPOT, die die Spotmärkte in Deutschland, Frankreich, Österreich und der Schweiz betreibt, waren im Jahr 2014 durchschnittlich 163 Teilnehmer täglich aktiv, die sich nahezu gleichmäßig auf Käufer und Verkäufer aufteilen (vgl. BNetzA, 2015b, S. 159). Damit zeigt sich auch hier eine stabile bzw. sogar leicht steigende Tendenz.

Aufgrund der Eigenschaften der Flexibilitätsoptionen, die sich allgemein in einer flexibel und schnell ansteuerbaren Fahrweise ausdrücken, eignen sie sich für die kurzfristigen Handelsplätze und weniger für Termingeschäfte. Für die wirtschaftliche Bewertung von Flexibilitätsoptionen ist daher die Preisentwicklung am Spotmarkt von Relevanz. Technologien, die auf der Nachfrageseite eingesetzt werden, können am Spotmarkt von kurzfristig auftretenden niedrigen Preisen profitieren, die z.B. durch die preisunabhängige Vermarktung erneuerbarer Energien schon heute entstehen (vgl. BNetzA, 2015b, S. 162). Dabei müsste die Nachfrage kleiner Verbraucher durch einen Aggregator gebündelt werden, um diese direkt an der Börse vermarkten zu können. Stromerzeugende Flexibilitätsoptionen können die Stunden mit hohen Spotmarktpreisen nutzen, um ihren Strom zu verkaufen. Durch die Unterscheidung in den Day-Ahead-Markt und den Intradaymarkt stehen am Spotmarkt zwei Handelsplätze zur Verfügung. Aufgrund des größeren Handelsvolumens und des einfach nachzuvollziehenden Einheitspreisverfahrens werden die Preise des Day-Ahead-Marktes in der Regel zur Bewertung eines am Börsenpreis orientierten Einsatzes von Nachfrage- und Erzeugungseinheiten verwendet. Beim Intradaymarkt bilden sich einzelne Preise durch bilaterale Abstimmungen. Aufgrund der zeitlichen Nähe zum Erfüllungszeitpunkt sind die Preise am Day-Ahead-Markt und am Intradaymarkt aber ohnehin stark korreliert (vgl. EnergyMonitor, 2016). Für weitere Erläuterungen zur Funktionsweise und möglichen Umgestaltung des Intraday-Marktes sei an dieser Stelle auf die Veröffentlichung von von Selasinsky (2016) verwiesen.

Neben dem Spotmarkt ist die Teilnahme am Regelleistungsmarkt für Flexibilitätsoptionen von Interesse, da als Voraussetzung für die Teilnahme u.a. der Nachweis einer schnell steuerbaren Betriebsweise erforderlich ist. Diese Anforderungen unterscheiden sich je nach Regelleistungsart und sind am höchsten für die Primärregelleistung, die am schnellsten angefordert wird. Aufgrund der technischen Eigenschaften der einzelnen Flexibilitätsoptionen eignen sie sich in der Regel für mindestens eine der drei Regelleistungsarten. Batterie- und Pumpspeicher nehmen z.B. bereits am Regelleistungsmarkt teil (vgl. Malhotra et al., 2016, S. 709 ff.; Consentec GmbH, 2014, S. 12). Wird eine Flexibilitätsoption am Regelleistungsmarkt eingesetzt, können hierdurch Erlöse erzielt werden, allerdings schränkt sich der Handlungsspielraum bei der Betriebsweise stärker ein. Da die Regelleistungsvorhaltung erfordert, dass im Zeitraum des jeweiligen Produktes und Tarifs die angebotene Regelarbeit jederzeit abgerufen werden kann, kann z.B. nicht unbegrenzt Handel am Spotmarkt betrieben werden, wodurch sich die Erlöse an diesem Markt schmälern können. Generell ist zu beachten, dass der Regelleistungsmarkt im Vergleich zum Spotmarkt ein deutlich kleineres Marktvolumen und damit weniger Teilnehmer aufweist, siehe Abbildung 2.2. Hinzu kommt, dass es viele Technologien gibt, die bereits heute an diesem

Markt teilnehmen, so dass diese Konkurrenzsituation in den letzten Jahren zu einem abnehmenden Preis für die Regelleistungsvorhaltung geführt hat (vgl. Wöstmann und Ecke, 2015, S. 46 ff.).

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass sich die Flexibilitätsoptionen generell für die Teilnahme am Spot- und Regelleistungsmarkt eignen. Inwiefern die Teilnahme aus ökonomischer Sicht interessant ist, insbesondere unter Berücksichtigung der zukünftigen Entwicklung an diesen Märkten, wird im Rahmen dieser Arbeit für einen Elektrolyseur analysiert. Dabei haben das Marktdesign und die regulatorischen Rahmenbedingungen an den Stromhandelsplätzen erheblichen Einfluss auf die Bewertung. Im folgenden Kapitel wird daher auf die derzeitigen Bedingungen sowie auf angedachte gesetzliche Änderungen eingegangen.

2.1.3 Heutiges und zukünftiges Marktumfeld für Flexibilitätsoptionen

In den vergangenen Jahren ist das Strompreisniveau am Day-Ahead-Markt stetig gesunken. Dies ist auf verschiedene Ursachen zurückzuführen. Zum einen wirkt sich die vorrangige Einspeisung erneuerbarer Energien preissenkend auf die Strombörsenpreise aus, was als Merit-Order-Effekt bezeichnet wird (vgl. Sensfuß, 2007, S. 106 ff.). Zum anderen gehen die Preise für Kohle, Erdgas und CO₂-Emissionen seit dem Jahr 2012 zurück (vgl. BMWi, 2015a). Insbesondere aufgrund der höheren Stromgestehungskosten im Vergleich zu Kohlekraftwerken kamen flexible Gaskraftwerke in den letzten Jahren in Deutschland und auch in Zentraleuropa selten zum Einsatz. Auch für Speichertechnologien haben sich die Erlösmöglichkeiten verschlechtert. Der Preisverlauf war vor dem verstärkten Ausbau der erneuerbaren Energien stark vom Nachfrageverhalten geprägt, das sich durch einen hohen Strombedarf in der Mittagszeit und einen geringen Bedarf in den Nachtstunden auszeichnete. Dieser Verlauf spiegelte sich in den Spotmarktpreisen wieder, so dass Pumpspeicher in den Nachtstunden günstigen Strom beziehen und ihn tagsüber zu höheren Preisen rückspeisen konnten. Heute führt der Ausbau der Photovoltaikanlagen an sonnigen Tagen zu einer hohen Einspeisung in den Mittagsstunden und zu einer Deckung der Nachfrage, die sich in geringeren Börsenstrompreisen niederschlägt. Daneben ist durch die fluktuierende Einspeisung erneuerbarer Energien der Strompreisverlauf generell schwerer vorherzusagen. Die Nachfragedeckung der Spitzenlast durch Photovoltaikanlagen und das geringe Preisniveau der konventionellen Erzeugung haben eine Verringerung der Preisspannen am Spotmarkt zur Folge, so dass sich die wirtschaftliche Situation der Pumpspeicher verschlechtert hat und Investitionen in neue Speicher unter den aktuellen Bedingungen nicht rentabel sind (vgl. Genoese, 2013, S. 52; Buttler et al., 2015, S. 58; Michaelis et al., 2014b, S. 5).

Es wird somit deutlich, dass die derzeitige Marktsituation keine starken Anreize für den Einsatz von flexiblen Erzeugern und Verbrauchern setzt. Dieser Aspekt spielt in Kombination mit anderen Diskussionspunkten, wie z.B. der Frage nach der Vorhaltung gesicherter

Leistung in Form eines Kapazitätsmarktes, in der aktuellen Debatte über eine Änderung des Strommarktdesigns eine wichtige Rolle (vgl. Bundesregierung, 2015; BMWi, 2015b). Als Ursachen für die Flexibilitätshemmnisse gelten „zumindest zum Teil Regelungen des Marktdesigns und des regulatorischen Rahmens, die einerseits Markteintrittsbarrieren darstellen und andererseits dazu führen, dass die Preissignale der wettbewerblichen Strommärkte nicht oder nur verzerrt bei einem Teil der Marktakteure ankommen. Für eine effiziente Erschließung der unterschiedlichen Flexibilitätsoptionen in einem technologieneutralen Wettbewerb sollten die Hemmnisse in den entsprechenden Regelungen, z.B. in den Bereichen Netznutzungsentgelte, Regelleistungsmärkte und Ausgleichsenergie, abgebaut oder zumindest reduziert werden.“ (Peek und Diels, 2016, S. I).

Insbesondere bei der Flexibilisierung der Verbraucher machen sich verzerrte Preissignale und die Belastung mit Entgelten, Abgaben und Umlagen derzeit bemerkbar. Während Flexibilitätsoptionen, die Strom bereitstellen wie z.B. Gaskraftwerke oder Speicher, direkt an der Börse auf die variierenden Preise reagieren können, ist dies für die flexiblen Einheiten auf der Nachfrageseite bisher nur eingeschränkt möglich. Ein Grund hierfür ist, dass sowohl private als auch industrielle Verbraucher in der Regel in ihrem Vertrag mit dem Energieversorgungsunternehmen feste und zeitinvariable Tarife für den Strombezug vereinbaren, so dass Verbraucher wenig Anreiz haben, ihre Nachfrage an das Stromangebot anzupassen. Verschiedene Konzepte, die die Verfügbarkeit von Strom aus erneuerbaren Energien zum aktuellen Zeitpunkt widerspiegeln und damit ein besseres Lastmanagement ermöglichen, werden derzeit diskutiert und erprobt (vgl. Boßmann, 2015, S. 12 ff.). Dabei ist zu berücksichtigen, dass eine Einführung variabler Tarife neue Investitionen erfordert, z.B. in die Infrastruktur, die eine stärkere Digitalisierung ermöglicht und die genutzt werden kann, um dem Verbraucher aktuelle Preissignale zur Verfügung zu stellen. Weitere Kosten fallen für die Abrechnung, das Datenmanagement und die Prognoseerstellung für verlagerbare bzw. abschaltbare Lasten an (vgl. Boßmann, 2015, S. 10). Somit gilt es abzuwägen, zu welchen Kosten das Lastmanagementpotenzial genutzt werden kann und ob konkurrierende Flexibilitätsoptionen dieses zu niedrigeren Kosten bereitstellen könnten.

Doch selbst bei der Einführung variabler Tarife auf der Nachfrageseite würde bei derzeitiger Preisstruktur das Signal, das sich aus den Stromproduktionskosten ableiten lässt, nur eingeschränkt sichtbar, da sich der Endverbraucherpreis aus vielen Kostenbestandteilen zusammensetzt. Der Strompreis eines Letztverbrauchers beinhaltet neben dem Preis für die Stromproduktion Netzentgelte, Umlagen und Abgaben, die sich nach den Regelungen im Energiewirtschaftsgesetz und im Erneuerbare-Energien-Gesetz richten. Abbildung 2.3 stellt die mengengewichtete, durchschnittliche Preiszusammensetzung für Haushalts- und Industriekunden gegenüber (vgl. BNetzA, 2015b, S. 196, 209). Weniger als ein Drittel des Endpreises entfällt bei beiden Kundengruppen auf die Stromproduktion, so dass selbst bei der Berücksichtigung schwankender Börsenpreise und der damit möglichen Lastanpassung der Effekt für den Verbraucher durch die Entgelte, Umlagen und Abgaben geschmälert wird. Bis auf die EEG-Umlage und die Stromsteuer, die in dem dargestellten Fall für beide Kundengruppen gleich sind, ergeben sich geringere Preisbestandteile für die Industrie. Die Preise für Energieerzeugung und Vertrieb sind niedriger, da die Abnahmemengen der

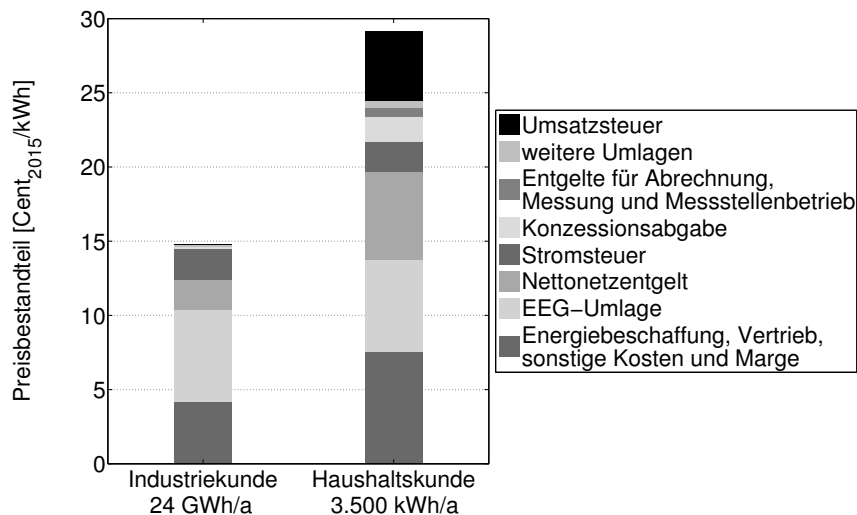


Abbildung 2.3: Strompreiszusammensetzung für Industrie- und Haushaltskunden im April 2015 (mengengewichtet über alle Tarife) (vgl. BNetzA, 2015b, S. 196, 209)

Industrie größer sind, sich gleichmäßiger verteilen und besser vorhersagen lassen als bei Haushalten. Da die Lieferanten bei diesen Abnahmemengen kundenindividuelle Angebote erstellen, richtet sich der Abnahmepreis letztendlich nach dem ausgehandelten Betrag und kann zwischen den Kunden stark differieren (vgl. BNetzA, 2015b, S. 195). Die Netznutzungsentgelte fallen in Abhängigkeit der Spannungsebene, an die der Verbraucher angeschlossen ist, und der Abnahmemenge sowie der Jahreshöchstlast an (vgl. Grave et al., 2015, S. 5). Da industrielle Verbraucher größtenteils auf höheren Spannungsebenen angeschlossen sind und aufgrund der hohen Abnahmemengen ein geringeres, individuelles Netzentgelt beantragen können, fallen die Netzentgelte bei ihnen deutlich geringer aus (vgl. Grave et al., 2015, S. 5). Als weiterer Preisbestandteil sind die Steuern und Abgaben für industrielle Verbraucher in der Summe geringer, da die Umsatzsteuer rückerstattungsfähig ist und mit der erhaltenen Umsatzsteuer auf den eigenen Absatz verrechnet wird (vgl. BDEW, 2015b, S. 26). Zudem sind die Konzessionsabgabe, Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb sowie weitere Umlagen bei industriellen Verbrauchern etwa um den Faktor zehn kleiner als bei privaten Verbrauchern.

Neben der individuellen Vertragsgestaltung, die zu einer großen Bandbreite der Strompreise für industrielle Verbraucher führt, tragen Ausnahmeregelungen, die manchen Verbrauchern reduzierte oder geringere Steuern, Entgelte, Umlagen und Abgaben einräumen, zu einer großen Spreizung der Preise von Großabnehmern von über 10 Cent/kWh bei (vgl. BDEW, 2015b, S. 4). Die Ausnahmeregelungen sind gesetzlich festgelegt und sollen energieintensive Unternehmen entlasten, wobei keine einheitliche Definition für diesen Unternehmenstyp festgelegt ist (vgl. Grave et al., 2015, S. 7). Der Strombezug eines Elektrolyseurs ist nach § 9a Abs. 1 Nr. 1 StromStG 2012 von der Stromsteuer befreit. Bzgl. der Netzentgelte ist durch § 118 Abs. 6 Satz 7 EnWG 2015 geregelt, dass die Wasserstoffproduktion von Netzentgelten befreit ist, unabhängig davon, ob er rückverstromt wird oder nicht. „Der hergestellte Wasserstoff bzw. das synthetische Methan können somit auch zu

anderen Nutzungszwecken, etwa in der chemischen Industrie, zur Wärmeversorgung oder als Kraftstoff, verwendet werden, ohne dass Netzentgelte für die Stromentnahme anfallen“ (von Bredow und Valentin, 2015, S. 75 nach Pape et al., 2014, S. 100). Ob die Netzentgeltbefreiung auch die Befreiung von netzentgeltgewälzten Abgaben, Umlagen und Kosten wie bspw. Konzessionsabgaben, die KWK-Umlage oder die Offshore-Haftungsumlage einschließt, ist unklar (vgl. von Bredow und Valentin, 2015, S. 75 f.; Pape et al., 2014, S. 100 f.). Die EEG-Umlage entfällt nach § 60 Abs. 3 EEG 2015 für Strom, der zur Zwischenspeicherung aus dem Stromnetz entnommen und anschließend wieder rückgespeist wird. Gleiches gilt für die Erzeugung von Speichergas, das erst ins Erdgasnetz geleitet und dann zur Erzeugung von Strom verwendet wird, der anschließend ins Stromnetz eingespeist wird. Wird der Wasserstoff jedoch anderweitig genutzt, fällt beim Strombezug des Elektrolyseurs nach derzeitiger Gesetzgebung die EEG-Umlage an. Auch eine Rückverstromung im Brennstoffzellenfahrzeug würde mangels Rückspeisung ins Stromnetz nicht zur Umlagenbefreiung führen (vgl. Pape et al., 2014, S. 101; Thomas, 2014, S. 36). Im Falle einer direkten Kopplung des Elektrolyseurs mit einer EE-Anlage müsste nach § 61 Abs. 3 EEG 2015 eine verringerte EEG-Umlage anfallen, wenn gleichzeitig noch ein Anschluss an das Stromnetz vorliegt. Ohne Stromnetzanschluss ist nach derzeitiger Gesetzeslage keine EEG-Umlage zu zahlen. Bei einer Berechnung der vollständigen EEG-Umlage reduziert sich der in Abbildung 2.3 dargestellte Preis somit für den Betrieb eines industriell eingesetzten Elektrolyseurs durch den Wegfall der Netznutzungsentgelte und der Stromsteuer um 4,11 Cent/kWh auf 10,70 Cent/kWh.

Es zeigt sich, dass bestehende Maßnahmen bereits für eine Verringerung der Strombezugskosten seitens der industriellen Verbraucher sorgen. Allerdings werden die zu entlastenden Unternehmen in erster Linie anhand ihres Verbrauchs, des Anteils der Stromkosten an der Wertschöpfung oder an dem Umsatz und ihres Strompreises ausgewählt (vgl. Grave et al., 2015, S. 7). Die Maßnahmen zielen somit nicht zwingend auf flexible Verbraucher ab. Bei einer Ausweitung der Regeln auf flexible Verbraucher müsste berücksichtigt werden, dass aus der Entlastung dieser Nachfrager eine Mehrbelastung für andere Teilnehmer folgen könnte, wenn die Steuern und Abgaben dann auf weniger Verbraucher umgelegt würden. Dies würde diese Teilnehmer benachteiligen. In der aktuellen Debatte über Gesetzesänderungen ist daher angedacht, auch marktseitige Hemmnisse abzubauen, die neben den kostenseitigen Aspekten den Markteintritt der Flexibilitätsoptionen erschweren. Hierzu wurde in einem Konsultationsprozess zunächst die Meinung verschiedenster Akteure des Energiesektors eingeholt und in dem sog. Weißbuch mit dem Titel „Ein Strommarkt für die Energiewende“ festgehalten (vgl. BMWi, 2015b). Darauf aufbauend wurde der Entwurf für ein neues Strommarktgesetz für ein System mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien entwickelt, das die Voraussetzungen für den Aufbau einer sicheren, kostengünstigen und umweltverträglichen Stromversorgung schaffen soll (vgl. Bundesregierung, 2015 und BMWi, 2015b, S. 4). Das Gesetz ist ein sog. Mantelgesetz, das verschiedene Gesetze und Verordnungen überarbeitet, z.B. das Energiewirtschaftsgesetz, das Erneuerbare-Energien-Gesetz sowie die Reservekraftwerksverordnung. In dem Entwurf werden die folgenden Punkte behandelt, deren Umsetzung Auswirkungen auf den Einsatz von Flexibilitätsoptionen hätte.

Zentraler Aspekt des Gesetzentwurfes ist die Beibehaltung des bestehenden Preisbildungsmechanismus, bei dem keine regulatorische Beschränkung von Preisspitzen erfolgt (vgl. Bundesregierung, 2015, S. 2). Gemäß des Entwurfs sollen „Marktpreise möglichst unverzerrt wirken“ (Bundesregierung, 2015, S. 2). Dadurch fungieren positive und negative Preisspitzen weiterhin als Signal für Knappheits- oder Überangebotsituationen und sollen entsprechende Reaktionen der flexiblen Erzeuger und Verbraucher anreizen.

Im Regelleistungsmarkt sollen die Eintrittsbarrieren für die Betreiber von EE-Anlagen und Anbieter von Lastmanagementmaßnahmen gesenkt werden (vgl. Bundesregierung, 2015, S. 2). Vorgesehen ist hier die Öffnung der Bilanzkreise für Sekundärregelleistung, die bisher nur für Minutenreserve galt (vgl. Bundesregierung, 2015, S. 168). Hierdurch soll insbesondere sog. Aggregatoren, die mehrere Verbraucher bündeln, der Zugang erleichtert werden (vgl. Bundesregierung, 2015, S. 168). Des Weiteren wird der Bundesnetzagentur die Möglichkeit eingeräumt, die Leistungs- und Arbeitspreise für Sekundärregelleistung und Minutenreserve zukünftig durch ein Einheitspreisverfahren zu bestimmen und damit das derzeit bestehende pay-as-bid-Verfahren zu ersetzen (vgl. Bundesregierung, 2015, S. 51). Dadurch erhielten alle Marktteilnehmer den gleichen Grenzpreis der letzten bezuschlagten Einheit. Das Gebotsverfahren wäre hierdurch weniger komplex und würde für die Teilnehmer stärkere Anreize setzen, möglichst effiziente Gebote abzugeben, um an der Auktion erfolgreich zu sein (vgl. Bundesregierung, 2015, S. 72). Dies könnte insbesondere für neue Teilnehmer den Marktzugang erleichtern. Allerdings ist auch davon auszugehen, dass die angedachte Änderung des Gebotsverfahrens zu einer Preissenkung führt, was das Erlöspotenzial der Teilnehmer am Regelleistungsmarkt verkleinert (vgl. Bundesregierung, 2015, S. 167). Darüber hinaus sind im Weißbuch weitere Maßnahmen zur Öffnung der Regelleistungsmärkte für neue Anbieter genannt. Hierunter fallen z.B. die Verkürzung der Produktlaufzeiten, die kalendertägliche Ausschreibung von Sekundärregelleistung und Minutenreserve und die Verschiebung des Zeitpunktes für die Gebotsabgabe (vgl. BMWi, 2015b, S. 168). Die Änderung der Ausschreibungsbedingungen obliegt der Bundesnetzagentur, die im November 2015 ein Festlegungsverfahren hierzu eröffnet hat und darin die Stellungnahmen verschiedener Akteure zusammenführen will (vgl. BNetzA, 2015c). In Kapitel 4.3 wird auf die Konsequenzen eines geänderten Ausschreibungsverfahrens eingegangen.

Weitere Maßnahmen zur Flexibilisierung von Angebots- und Nachfrageseite sind angedacht, aber im Gesetzentwurf noch nicht konkret genannt. Vorgesehen ist ein „Wettbewerb zwischen effizienten und flexiblen Erzeugungsanlagen, Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie und Lasten, eine effiziente Kopplung des Wärme- und des Verkehrssektors mit dem Elektrizitätssektor sowie die Integration der Ladeinfrastruktur für Elektromobile in das Elektrizitätsversorgungssystem“ (Bundesregierung, 2015, S. 10). Durch die Konkurrenzsituation unter den verschiedenen Optionen sollen die Energieversorgungskosten gesenkt und die Transformation des Energiesystems sowie der Versorgungssicherheit gewährleistet werden (vgl. Bundesregierung, 2015, S. 10).

Es lässt sich somit festhalten, dass das aktuelle Marktumfeld keine starken Anreize für den Markteintritt von Flexibilitätsoptionen setzt. Auf Angebotsseite führen die steigende Einspeisung erneuerbarer Energien in Kombination mit niedrigen Energieträger- und

CO₂-Zertifikatspreisen zu niedrigen Strombörsenpreisen und kleinen Preisspannen. Auf Verbraucherseite wirken zeitvariable Tarife sowie zusätzliche Steuern und Umlagen der Flexibilisierung der Nachfrage entgegen. Durch die Änderung der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen wie z.B. Preisanstiege für Energieträger und CO₂-Zertifikate, aber auch durch gezielte regulatorische Eingriffe können sich jedoch zukünftig stärkere Anreize für das Anbieten von Flexibilität ergeben. Auf Seiten des Gesetzgebers hat bereits ein Prozess zur Umgestaltung des Marktdesigns begonnen, der bestehende Hemmnisse für den Markteintritt von Flexibilitätsoptionen abbauen soll. Bei erfolgreicher Einführung der angedachten Maßnahmen ist somit in Zukunft von einem attraktiveren Marktumfeld für sie auszugehen.

2.2 Entwicklungen im Bereich der Wasserstoffwirtschaft

Durch die Umsetzung der Energiewende und den damit verbundenen steigenden Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien ist die Nutzung von flexibel steuerbaren Elektrolyseuren zur Wasserstoffproduktion wieder stärker in den Fokus gerückt. Wasserstoff ist ein vielfältig nutzbarer Energieträger, der sowohl zur Speicherung mit anschließender Rückverstromung, aber auch zur stofflichen Nutzung in der chemischen Industrie eingesetzt werden kann. Auch ist die Beimischung von Wasserstoff im Erdgasnetz bis zu einem begrenzten volumetrischen Toleranzwert möglich. Daneben können sich zukünftig weitere Anwendungsfelder ergeben, wenn z.B. Brennstoffzellenfahrzeuge in größerer Zahl im Markt vertreten sind oder alternative Kraftstoffe im Verkehr auf Basis von Wasserstoff hergestellt werden sollten. Durch die Verwendung von Strom aus erneuerbaren Energien kann mittels Elektrolyse ein CO₂-freier Energieträger gewonnen werden, so dass seine Nutzung zur Dekarbonisierung in verschiedenen Sektoren beitragen kann.

Die Vorteilhaftigkeit der Elektrolyse hinsichtlich der Klimawirkung des Wasserstoffs, der aus erneuerbaren Energien gewonnen wird, reicht aktuell jedoch nicht, um die bestehenden, meist auf fossilen Energieträgern basierenden Herstellungsverfahren im Markt zu substituieren. Konzepte, die den Einsatz von Elektrolyseuren für die alleinige Nutzung von sog. Überschussstrom vorsehen, können zwar zur besseren Integration erneuerbarer Energien beitragen. Allerdings bedeuten diese Betriebsweisen aufgrund begrenzter Überschussmengen häufig eine geringe Auslastung der Elektrolyseure und hohe Gestehungskosten für Wasserstoff, die die Zahlungsbereitschaft der meisten Nutzer übersteigen würden. Ähnliches gilt für die direkte Kopplung von Elektrolyseuren mit Photovoltaik- oder Windparks, da diese Betriebsweisen ebenfalls geringe Volllaststunden und hohe Kosten mit sich bringen. Somit müssen bei der Bewertung des Elektrolyseurs die ökonomischen Aspekte berücksichtigt werden, denn erst wenn sein Betrieb gegenüber anderen Verfahren wirtschaftlich konkurrenzfähig ist, ist ein breiter Markteinsatz möglich. Dies bedeutet im Fall der Stromspeicherung, dass sich die Investition über den Einsatz an den Stromhandelsplätzen refinanzieren muss. Wenn die Zahl und Höhe der Preisspannen zwischen niedrigen

und hohen Preisen ausreichend ist, um mit den Erlösen die Kosten zu decken, kann sich die Investition rentieren. Auf diese Aspekte wird detaillierter in Kapitel 3 eingegangen. Bei der direkten Nutzung von Wasserstoff in der Industrie oder im Verkehr konkurriert die Elektrolyse mit anderen Herstellungsverfahren, die teilweise bereits eingesetzt werden, um den aktuellen Wasserstoffbedarf zu decken. Hier kann sich der Elektrolyseur nur etablieren, wenn er die Wasserstoffgestehungskosten der bestehenden Verfahren unterbietet, die Zahlungsbereitschaft der Nutzer steigt oder der Wasserstoffabsatz durch eine gezielte Förderung angereizt wird. Im Folgenden soll daher in Kapitel 2.2.1 zunächst auf die Nachfrageseite eingegangen werden, um die aktuelle Nutzung von Wasserstoff und die potentielle zukünftige Entwicklung des Wasserstoffbedarfs darzulegen. Kapitel 2.2.2 gibt anschließend eine Übersicht über die Wasserstoffherstellungsverfahren auf der Angebotsseite und zeigt auf, welche alternativen Herstellungsverfahren zur Elektrolyse bestehen. Die Verfahren, die bereits heute im Markt etabliert sind oder zukünftig das Potenzial haben, in den Markt einzutreten, werden in Kapitel 2.2.3 bewertet und anhand des Wirkungsgrades, der Investition und der Wasserstoffgestehungskosten verglichen. Dadurch zeigt sich, wie die Elektrolyse im Vergleich zu den konkurrierenden Verfahren zu bewerten ist.

2.2.1 Nutzung von Wasserstoff

Aktuell wird Wasserstoff in Deutschland fast ausschließlich als Rohstoff in der chemischen Industrie verwendet. Er wird u.a. bei der Herstellung von Ammoniak benötigt, das wiederum als Ausgangsstoff für die Produktion von Harnstoff oder Düngemitteln dient (vgl. Stiller, 2014, S. 177). Zu den größten Abnehmern zählt zudem die Öltraffination, bei der Wasserstoff zur Ölreinigung und -veredelung verwendet wird. Als dritter großer Verbraucher ist die Herstellung von flüssigen Kraftstoffen wie Methanol zu nennen, bei der Wasserstoff in Verbindung mit Kohlenmonoxid als Ausgangsstoff dient (vgl. Eichlseder und Klell, 2012, S. 255). Die weltweite industrielle Wasserstoffnachfrage verteilt sich nach Ball et al. (2009, S. 298) wie folgt: 50 % entfallen auf die Ammoniakproduktion, 37 % auf die Öltraffination und 8 % auf die Methanolherstellung. In Eichlseder und Klell (2012, S. 255) wird die Nachfrage der Öltraffination mit einem Anteil von 25 % etwas niedriger angegeben. Grund für die Diskrepanz der Angaben ist u.a., dass Wasserstoffproduktion und -verbrauch häufig nicht meldepflichtig sind und daher teils auf Schätzungen beruhen (vgl. Stiller, 2014, S. 177). Weitere kleinere Verbrauchsmengen fallen bei der Stahlerzeugung, der Fett- und Ölhydrierung, der Flachglasherstellung, in der Elektronikindustrie, der Metallverarbeitung sowie bei thermischen Kraftwerken an (vgl. Stiller, 2014, S. 179). Weltweit werden derzeit jährlich etwa 500 bis 720 Mrd. Nm³ Wasserstoff verbraucht (vgl. Smolinka et al., 2011, S. 1, Wietschel et al., 2010a, S. 312; Ball et al., 2009, S. 279). In Deutschland werden etwa 22 Mrd. Nm³ Wasserstoff industriell genutzt, was einer Energiemenge von 66 TWh entspricht³ (vgl. Noack et al., 2015, S. x; Ball et al., 2009, S. 279). Gemessen am Endenergieverbrauch der deutschen Industrie im Jahr 2014 stellt Wasserstoff damit einen Anteil von 9,5 % bereit (vgl. BMWi, 2015a, S. 5).

³bezogen auf den unteren Heizwert

Für die Zukunft wird erwartet, dass die weltweite Nachfrage nach Wasserstoff innerhalb der nächsten fünf Jahre um etwa 5 bis 6 % zunimmt (vgl. IHS, 2015). Grund hierfür ist sowohl die steigende Nachfrage der Ölraffinerien, aber auch der zunehmende Bedarf an Ammoniak und Methanol, insbesondere in asiatischen Ländern und Regionen mit Wirtschaftswachstum (vgl. IHS, 2015). Außerdem tragen Umweltauflagen in vielen industrialisierten Staaten zu einem steigenden Bedarf an Wasserstoff bei, da eine höhere Reinheit der aus Öl gewonnenen Kraftstoffe durch die Verwendung von Wasserstoff erreicht werden kann (vgl. IHS, 2015). Daneben entstehen neue Anwendungsfelder für Wasserstoff, z.B. bei der Aufbereitung von Ölsanden oder bei der Herstellung von flüssigen Synthesekraftstoffen (vgl. IHS, 2015).

Mittel- bis langfristig kann Wasserstoff als Sekundärenergieträger in verschiedenen stationären, portablen und mobilen Anwendungen eine Rolle spielen (Smolinka et al., 2011, S. 1). Motiviert wird die Verwendung von Wasserstoff, der mit Strom aus erneuerbaren Energiequellen hergestellt wird, durch die Dekarbonisierungsziele, die z.B. in Deutschland und der EU bis 2050 eine Senkung der Treibhausgasemissionen um mindestens 80 % gegenüber 1990 vorsehen. In den einzelnen Energiesektoren kann diese Vorgabe nur dann erfüllt werden, wenn zum einen durch Effizienzsteigerungen der Energiebedarf und somit die Emissionen gesenkt werden und zum anderen Technologien und Konzepte entwickelt werden, die auf der Nutzung erneuerbarer Energien beruhen. Eine Studie der European Climate Foundation (ECF) zeigt, dass in manchen Sektoren wie z.B. der Industrie oder dem Luft- und Seetransport zwar eine Emissionsminderung, jedoch keine vollständige Substitution mit emissionsfreien Energieträgern möglich ist (vgl. ECF, 2010, S. 13). Dementsprechend müssen in anderen Sektoren, zu denen die Stromproduktion und der Straßenverkehr zählen, die Emissionen nahezu vollständig eingespart werden, um das 80 %-Ziel zu erreichen (vgl. ECF, 2010, S. 13). Dies kann nicht alleine durch Effizienzsteigerungen realisiert werden, so dass der Bedarf an neuen Technologien und Energieträgern auf Basis erneuerbarer Energien steigt.

Im Bereich des Straßenverkehrs ermöglichen batterieelektrische Fahrzeuge die Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energien und tragen so zur Dekarbonisierung bei. Wie Abbildung 2.4 zeigt, sind sie dabei deutlich effizienter als konventionelle und Brennstoffzellenfahrzeuge. Für die Berechnung ist dabei angenommen, dass der Strom entweder aus erneuerbaren Energien mit einem Wirkungsgrad von 100 % erzeugt wird (vgl. Staiß, 2001, S. II-15) oder mittels des deutschen Strommixes im Jahr 2014, wozu der durchschnittliche Wirkungsgrad in Form des Brennstoffnutzungsgrades aus Icha (2016, S. 13) übernommen wird. Aufgrund technischer Restriktionen unterliegen die Elektrofahrzeuge heute allerdings Einschränkungen bei der Reichweite und haben eine im Vergleich zu den Tankvorgängen bei konventionellen Benzin- und Dieselfahrzeugen lange Ladezeit (vgl. Gnann, 2015, S. 8; Plötz et al., 2013, S. 1). Für die Bewältigung langer Fahrtstrecken bietet der wasserstoffbetriebene Antrieb mit einer Brennstoffzelle daher eine Alternative, da längere Reichweiten und schnellere Tankvorgänge möglich sind (vgl. BMVBS, 2013, S. 74). In Zukunft ist jedoch davon auszugehen, dass die Reichweite durch Weiterentwicklungen der Batterietechnologie zu- und die Ladezeit z.B. durch Schnellademöglichkeiten

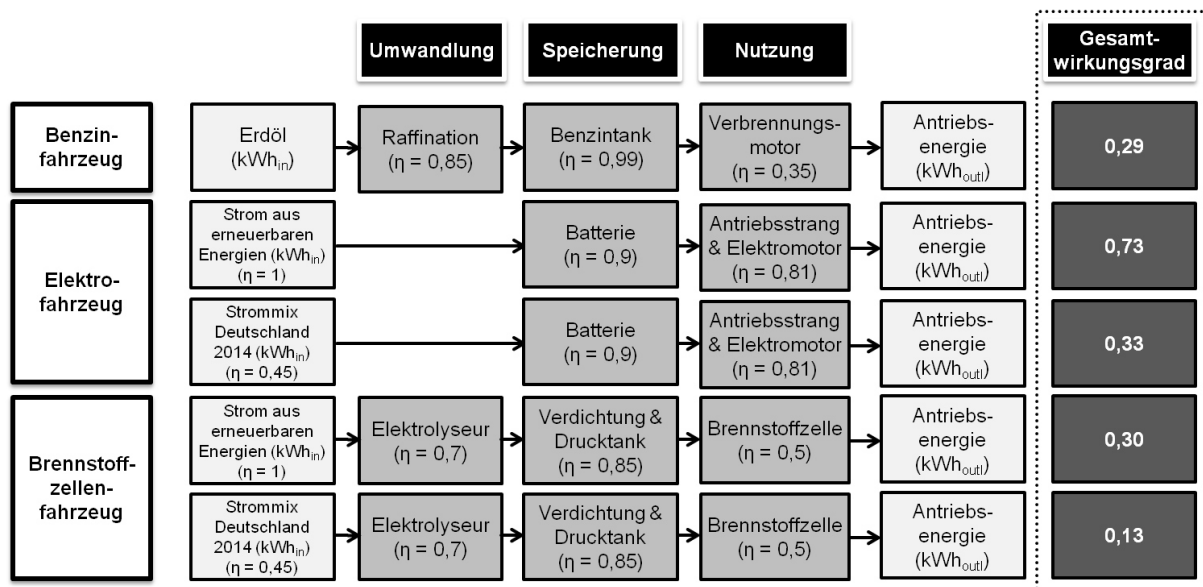


Abbildung 2.4: Wirkungsgradketten von konventionellen Fahrzeugen und alternativen Antrieben (vgl. Icha (2016, S. 13), Funke und Plötz (2014, S. 3) und Eichseder und Klell (2012, S. 10 f., 18))

abnimmt, so dass die Vorteile der Brennstoffzellenfahrzeuge gegenüber den Elektrofahrzeugen tendenziell zurückgehen (vgl. Stenzel et al., 2015, S. 170 f.). Zusätzlich werden die Kosten bei der Herstellung von Elektrofahrzeugen u.a. aufgrund niedrigerer Batteriepreise in der Zukunft voraussichtlich sinken (vgl. Nykvist und Nilsson, 2015). Daher sind Kostensenkungen auch bei den Brennstoffzellenfahrzeugen notwendig, um im Markt neben den preisgünstigeren Elektrofahrzeugangeboten zu bestehen. Als Alternative zur direkten Nutzung von Wasserstoff aus erneuerbaren Energien kann dieser jedoch auch zur Herstellung von Flüssigkraftstoffen wie Methanol dienen, die sowohl im Straßen- als auch im Luft- und Schiffsverkehr zur Einsparung von Emissionen beitragen können (vgl. Büniger et al., 2014, S. 28, 61; BMVBS, 2013, S. 30).

Vor diesem Hintergrund beschäftigen sich Studien mit dem potentiellen Markthochlauf von Brennstoffzellenfahrzeugen und der damit einhergehenden steigenden Nachfrage nach Wasserstoff. Tabelle 2.1 gibt einen Überblick über drei Literaturquellen, die den Markthochlauf von Brennstoffzellen-Pkw in Deutschland untersuchen. Die H2 MOBILITY Deutschland GmbH & Co. KG ist ein Zusammenschluss mehrere Industrieunternehmen mit dem Ziel, eine flächendeckende Infrastruktur mit Wasserstofftankstellen in Deutschland zu errichten (vgl. H2 Mobility, 2016). Sie geht von einem Bestand von 1,8 Mio. Brennstoffzellen-Pkw in 2030 aus. Die Studie „GermanHy - Woher kommt der Wasserstoff in Deutschland bis 2050?“ gibt noch deutlich höhere Obergrenzen für den Markthochlauf der Brennstoffzellenfahrzeuge an. Innerhalb des Förderprogramms „Schaufenster Baden-Württemberg“ ist im Themenfeld Energie und Umwelt eine Studie entstanden, die den Markthochlauf alternativer Antriebe für Baden-Württemberg ermittelt (vgl. Michaelis et al., 2015, S. 102-107). Anhand der Anteile der Brennstoffzellenfahrzeuge am Pkw-Bestand in Baden-Württemberg werden die Werte auf Deutschland hochgerechnet,

was möglich ist, da keine großen strukturellen Unterschiede bei den Neuzulassungen in Baden-Württemberg im Vergleich zu Deutschland bestehen (vgl. Michaelis et al., 2015, S. 25). Um zu verdeutlichen, welche Energiemengen in Form von Wasserstoff zur Deckung der Pkw-Kraftstoffnachfrage bereitgestellt werden müssen, werden anhand einer Überschlagsrechnung diese Mengen bestimmt. Bei einer Jahresfahrleistung von 12.000 km und einem Verbrauch von 0.85 kg_{H₂}/100 km ergeben sich Energiemengen in Höhe von bis zu 20,4 TWh_{H₂} (vgl. Hentschel, 2014, S. 69). Darüber hinaus kann Wasserstoff auch zur Betankung von Brennstoffzellen-Lkws und -Bussen verwendet werden, wodurch die Nachfrage weiter erhöht würde. Nach Joest et al. (2009, S. 10) ist es möglich, dass 23 bis 40 % des Endenergiebedarfs im Verkehr in Deutschland bis 2050 in Form von Wasserstoff bereitgestellt werden. Dies entspräche einer Nachfrage von rund 168 bis 292 Terrawattstunden Wasserstoff, bezogen auf die Endenergiemenge des Verkehrs im Jahr 2014 (vgl. BMWi, 2015a, S. 5). Gegenüber den in Tabelle 2.1 aufgelisteten Werten für 2030 bedeutet dies eine erhebliche Zunahme.

Voraussetzung für den Markteintritt der Brennstoffzellenfahrzeuge ist allerdings ein entsprechendes Fahrzeugangebot seitens der Fahrzeughersteller sowie eine gut ausgebaute Tankstelleninfrastruktur. Insbesondere die Errichtung eines flächendeckenden Tankstellennetzes ist mit hohen Anfangsinvestitionen verbunden, die mit dem Risiko hinsichtlich des Markthochlaufs der Fahrzeuge getätigt werden müssen. Auch die Nutzerakzeptanz ist hierbei ein schwer zu kalkulierender, aber gewichtiger Einflussfaktor (vgl. Plötz et al., 2014b, S. 99; Dütschke et al., 2011, S. 1941 ff.). Auf Seiten der Automobilhersteller sind bereits erste Demonstrationsfahrzeuge vorhanden, denen weitere, kommerziell verfügbare Fahrzeuge in den nächsten Jahren folgen sollen (vgl. Daimler, 2013; Toyota, 2015; Hyundai, 2016). Serienfertigungen für Brennstoffzellenfahrzeuge wurden laut Herstellerangaben von Toyota (2015) für das Modell „Mirai“ und von Hyundai (2016) für das Modell „ix35 Fuel Cell“ bereits begonnen.

Neben dem Einsatz von Wasserstoff im Pkw-Bereich wird auch die Nutzung für Lkws diskutiert. Grund hierfür ist, dass über zwei Drittel der Treibhausgasemissionen im Verkehr im Straßenverkehr anfallen (72 % im Jahr 2013) und dort zu großen Teilen durch den Güterverkehr verursacht werden (vgl. Dünnebeil und Keller, 2016, S. 1). Da dieser Bereich zukünftig wachsen wird, sollen verstärkt Kraftstoffe auf Basis erneuerbarer Energien

Tabelle 2.1: Bestand an Brennstoffzellenfahrzeugen und daraus resultierende Wasserstoffnachfrage in Deutschland im Jahr 2030 nach verschiedenen Studien

Studie	Pkw-Bestand [Mio.]	Wasserstoffnachfrage [TWh _{H₂}]
H2Mobility (vgl. Ehret, 2012, S. 8)	1,8	6,1
GermanHy (vgl. Joest et al., 2009, S. 11)	4,1 bis 6	13,9 bis 20,4
Schaufenster BW - Energie & Umwelt (vgl. Michaelis et al., 2015, S. 102-107)	0 bis 2,8	0 bis 9,4

eingesetzt werden, um die Dekarbonisierung im Verkehrsbereich umzusetzen (vgl. Capros et al., 2013, S. 38). Der batterieelektrische Antrieb ist für Lkws aufgrund der beschränkten Speicherkapazität meist unzureichend, so dass Flüssigkraftstoffe aus erneuerbaren Energien hierfür eine Alternative darstellen (vgl. Kasten et al., 2013, S. 5). Neben der Nutzung von Flüssigwasserstoff bietet sich auch der Einsatz flüssiger kohlenstoffhaltiger Kraftstoffe wie Methanol an, das aus Wasserstoff und CO₂ erzeugt werden kann (vgl. Trost et al., 2012, S. 182).

Daneben existieren weitere Nischenanwendungen für den Einsatz von Wasserstoff, da diese für den reinen Batteriebetrieb teilweise zu lange Reichweiten bzw. zu wenige Möglichkeiten zur Zwischenladung haben. Hierzu zählen Busse, Flurförder-, Straßenreinigungs- und Müllfahrzeuge (vgl. Altmann et al., 2014, S. 45 ff.). Insbesondere innerhalb des Stadtgebietes ergeben sich durch das emissionslose und geräuscharme Fahren weitere Vorteile. Allerdings wird der Einsatz in diesen Nischentechnologien auch von der Weiterentwicklung der Brennstoffzellentechnologie beeinflusst, die wiederum v.a. durch die Fertigung großer Stückzahlen für den Pkw-Markt verbessert werden könnte (vgl. Altmann et al., 2014, S. 49).

Neben dem Einsatz mobiler Brennstoffzellen im Verkehr sind nach Mohrdieck et al. (2014, S. 104) sog. Auxiliary Power Units (APU) für kleinere Brennstoffzellensysteme geeignet. Brennstoffzellen lassen sich außerdem zur Stromversorgung an Bord von Flugzeugen einsetzen (vgl. Mohrdieck et al., 2014, S. 107). Grundsätzlich kann Wasserstoff auch im Hauptantrieb z.B. für Flugzeuge, Motoryachten und Wohnmobile genutzt werden (vgl. Mohrdieck et al., 2014, S. 106). Allerdings sind hier neben technischen Restriktionen z.B. hinsichtlich des Tankvolumens v.a. sicherheitsrelevante und kostenseitige Aspekte noch zu verbessern (vgl. Mohrdieck et al., 2014, S. 109; Schmidtchen und Wurster, 2014). In diesem Zusammenhang wird über Konzepte nachgedacht, die die Brennstoffzelle als sog. Range Extender in Kombination mit einem Batteriespeicher vorsehen, so dass sowohl ein direktelektrischer Betrieb als auch die Nutzung von Wasserstoff zur Verlängerung der Reichweite möglich ist (vgl. Ferrari et al., 2012, S. 43 ff.).

Im stationären Bereich bestehen bei der Hausenergie- und Notstromversorgung sowie bei der unterbrechungsfreien und industriellen Stromversorgung Anwendungsfelder für die Brennstoffzelle (vgl. Altmann et al., 2014, S. 5 ff.). Die Notstromversorgung ist insbesondere bei Krankenhäusern, Feuerwehr, Bundeswehr, Sicherheitsbehörden, Telekommunikation, Rechenzentren oder Prozessen in der Lebensmittelversorgung relevant. Laut einer Studie des Verbands Deutscher Maschinen- und Anlagenbau e.V. besteht im Bereich der neuen Märkte, zu denen die Notstromversorgung zählt, weltweit hohes Wachstumspotential. Bei den in Deutschland produzierten Brennstoffzellensystemen wird bis 2020 ein Anstieg von 6.000 auf 100.000 pro Jahr erwartet, darunter auch Komponenten für die unterbrechungsfreie Stromversorgung, die Bordstromversorgung und Mikrobrennstoffzellen (vgl. VDMA, 2013, S. 4).

Auf internationaler Ebene werden bereits Brennstoffzellen zur Hausenergieversorgung eingesetzt, so haben z.B. japanische und südkoreanische Hersteller mit der Vermarktung von stationären Brennstoffzellen im ostasiatischen Raum begonnen (vgl. Ammermann

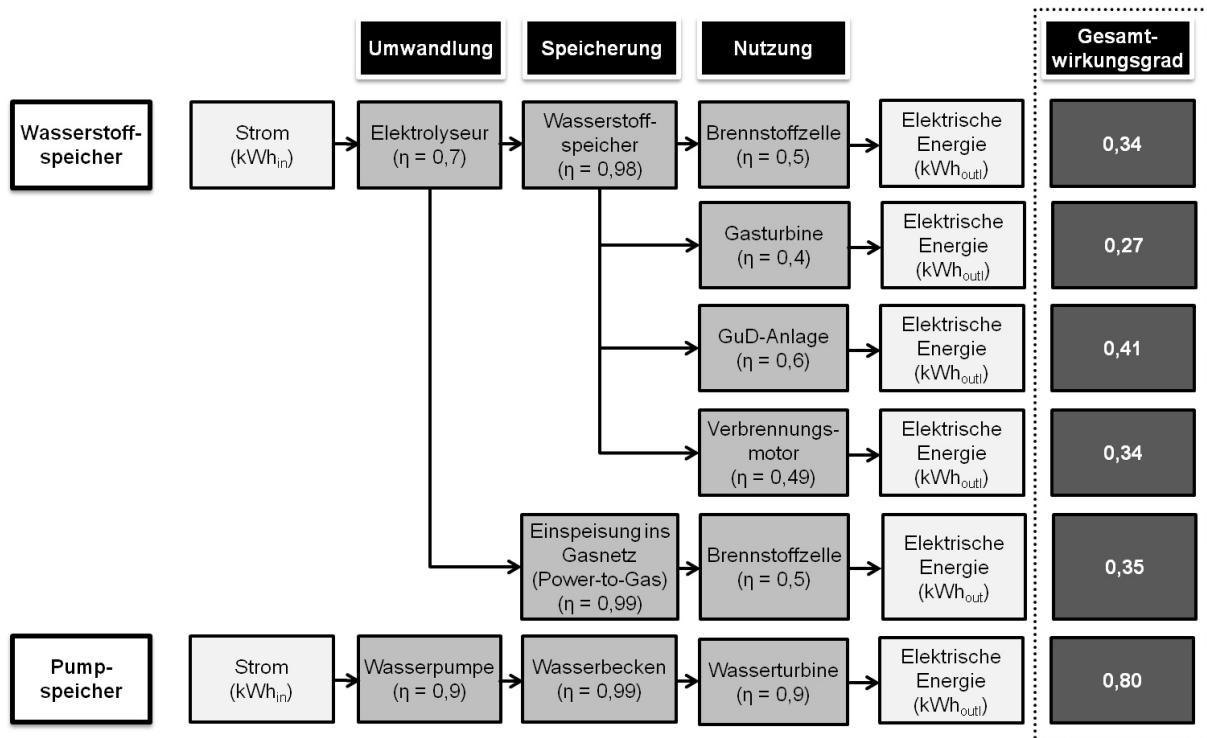


Abbildung 2.5: Wirkungsgradketten von Wasserstoffspeichern im Vergleich zu Pumpspeichern (vgl. Genoese (2013, S. 31), Müller-Syring et al. (2013, S. 134) und Stolzenburg et al. (2014, S. 70, 88, 96, 100, 103, 108))

et al., 2015, S. 81). In Deutschland soll dies durch Marktanreizprogramme gefördert werden. Im Rahmen des Praxistests „Callux“ wird seit 2008 der Einsatz von Brennstoffzellen-Heizgeräten in Haushalten erprobt und die Praxistauglichkeit unter Beweis gestellt (vgl. Calovini, 2016). Fortschritte sind jedoch im Bereich der Kosten- und Lebensdauern nötig, um eine breite Markteinführung zu ermöglichen (vgl. NIP, 2011, S. 21). Allerdings ist bei diesen Systemen aufgrund der gut ausgebauten Erdgasinfrastruktur der Betrieb mit Erdgas vorgesehen, so dass Wasserstoff erst im Brennstoffzellengerät selbst erzeugt wird (vgl. Badenhop, 2014, S. 137). Ein Umstieg auf eine Versorgung mit Wasserstoff wäre theoretisch möglich, erfordert aber den Aufbau einer entsprechenden Infrastruktur, der sehr kosten- und zeitintensiv ist (vgl. Joest et al., 2009, S. 10 und 12). Daneben werden Anlagen zur industriellen Kraft-Wärme-Kopplung und Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung mit Brennstoffzellen entwickelt. Nach NIP (2011, S. 29) besteht ein Marktpotential für industrielle Brennstoffzellensysteme in Europa von über 1 GW pro Jahr. Große deutsche Firmen sind allerdings aus der Entwicklung solcher Anlagen ausgestiegen, z.B. MTU und Siemens. Andere Länder, darunter die USA und Südkorea, setzen die Forschung in dem Bereich jedoch fort (vgl. Altmann et al., 2014, S. 53).

Neben diesen Anwendungsfeldern für Brennstoffzellen wird der Einsatz von Wasserstoff als Energieträger zur Stromspeicherung in Deutschland erforscht und diskutiert. Um den zukünftig erwarteten Flexibilitätsbedarf im Stromsektor zu decken, bedarf es steuerbarer Einheiten auf Angebots- und Nachfrageseite. Speicher sind eine von mehreren Flexibilitätsoptionen, die zum Ausgleich des fluktuierenden Stromangebots erneuerbarer

Energien geeignet sind. Die Umwandlung von Strom in Wasserstoff und die unterirdische Speicherung in Salzkavernen bietet den Vorteil, dass große Energiemengen über lange Zeiträume gespeichert werden können. Dies ist auf die im Vergleich zu Wasser und Druckluft sehr hohe volumetrische Energiedichte von Wasserstoff zurückzuführen (vgl. Crocogino und Hamelmann, 2007, S. 11). Nachteilig sind der geringe Wirkungsgrad, der bei der gesamten Umwandlungskette bis zur Rückverstromung entsteht, und die hohen Kosten (vgl. Brunner et al., 2015, S. 275; Michaelis et al., 2014a, S. 523). Gegenüber den bestehenden Pumpspeichern ist die Effizienz des Wasserstoffspeichers deutlich geringer, wie Abbildung 2.5 zeigt. Dabei wird die komplette Wirkungsgradkette von der Stromaufnahme über die Umwandlung und Speicherung bis zur Rückverstromung betrachtet. Für die Stromgewinnung aus Wasserstoff bestehen verschiedene Optionen. Neben der Brennstoffzelle eignen sich prinzipiell auch Gasturbinen sowie Gas- und Dampf-Anlagen für die Umwandlung von Wasserstoff in Strom, wobei hier bisher nur begrenzte Wasserstoffanteile von 44 bis zu 95 Vol.-% möglich sind (vgl. Stolzenburg et al., 2014, S. 97). Eine Verbrennung von Wasserstoff mit einem Gasmotor ist langjährig erprobt und vergleichsweise kostengünstig, doch ist der Wirkungsgrad geringer als bei der Brennstoffzelle und wird zukünftig, wenn überhaupt, nur noch leicht gesteigert werden können (vgl. Stolzenburg et al., 2014, S. 100). Als Alternative zur Zwischenspeicherung in der Kaverne ist in Abbildung 2.5 die Einspeisung ins Gasnetz, auch unter dem Begriff „Power-to-Gas“ bekannt, dargestellt. Dabei wird Wasserstoff, wie dargestellt, entweder direkt ins Erdgasnetz eingespeist oder in einem zusätzlichen Umwandlungsschritt zusammen mit Kohlendioxid methanisiert und eingespeist. Letztere Variante hat den Vorteil, dass Erdgas eine höhere volumetrische Energiedichte als Wasserstoff hat und damit schon heute rund $220 \text{ TWh}_{\text{th}}$ synthetisches Methan im Erdgasnetz gespeichert werden könnten (vgl. Hartmann et al., 2012, S. 64; Purr et al., 2014, S. 67). Nachteilig ist, dass aufgrund des zusätzlichen Umwandlungsschrittes Verluste auftreten und die Gesamteffizienz somit sinkt und die Herstellungskosten steigen. Um diese Variante mit den anderen Pfaden vergleichbar zu machen, wurde ebenfalls eine Rückverstromung einberechnet, die dann zu ähnlichen Gesamtwirkungsgraden führt wie bei einer Zwischenspeicherung in einer Kaverne. Dieser Pfad stellt nur eine von vielen Nutzungsmöglichkeiten dar, die bestehen, wenn Wasserstoff ins Gasnetz eingespeist wird. Generell ist bei zu beachten, dass aufgrund technischer Restriktionen eine Wasserstoffeinspeisung im einstelligen Prozentbereich einzuhalten ist (vgl. Müller-Syring et al., 2013, S. 37). Die Erdgasleitungen sind zum größten Teil für Anteile von 10 Vol.-% Wasserstoff geeignet, doch für einzelne Anwendungen gelten aufgrund technischer Restriktionen niedrigere Grenzwerte z.B. 2 Vol.-% für Erdgastankstellen oder 1 Vol.-% für bestimmte Gasturbinen (vgl. DVGW, 2015, S. 21; Müller-Syring et al., 2013, S. 37; DVGW, 2011). Daher ist die Einspeisemenge von den lokal angeschlossenen Endverbrauchern abhängig. Bei einer durchschnittlichen Beimischung von 5 Vol.-% Wasserstoff ergäbe sich im Erdgasnetz derzeit eine Speicherkapazität von ca. $4 \text{ TWh}_{\text{th}}$.

Das technische Potenzial der Wasserstoffspeicherung beläuft sich nach Hartmann et al. (2012, S. 63) auf eine Speicherkapazität von etwa $1.763 \text{ Terrawattstunden}$, die sich auf 18.800 Kavernen in Deutschland verteilt. Werden ökologische Faktoren berücksichtigt, wie bspw. die Abführung der Sole in andere Gewässer und den notwendigen Abstand zur

Siedlungs- und Verkehrsinfrastruktur, reduziert sich das Potential nach Doetsch et al. (2014, S. 55 f.) auf 64,8 TWh für Wasserstoff. Verschiedene Veröffentlichungen zeigen allerdings, dass die Wirtschaftlichkeit von Wasserstoffspeichern mit Rückverstromung nur unter sehr günstigen Rahmenbedingungen, d.h. bei vielen niedrigen Preisen und ausreichenden Preisspitzen am Strommarkt, technischen Weiterentwicklungen und einer deutlichen Senkung der spezifischen Investition erreicht werden kann (vgl. Michaelis et al., 2014a, S. 523; Genoese, 2015, S. 258 f.; Brunner et al., 2015, S. 292; Doetsch et al., 2014, S. 229 f.).

Die Einspeisung von Wasserstoff aus erneuerbaren Energien ins Erdgasnetz wird als langfristige Option gesehen, nachdem die Flexibilisierungspotenziale z.B. durch Lastmanagement oder durch die Nutzung und ggf. den Ausbau von schnell steuerbaren Erzeugungseinheiten und Pumpspeichern ausgeschöpft sind (vgl. Krzikalla et al., 2013, S. 10). Der Treiber für Power-to-Gas sind die CO₂-Emissionsminderungsziele, die es erforderlich machen können, dass erneuerbar hergestelltes Gas zur Substitution von Erdgas benötigt wird. In Studien, die eine Vollversorgung mit erneuerbaren Energien annehmen, entfallen 250 bis 340 Terrawattstunden allein auf die Herstellung erneuerbarer Gase (vgl. Doetsch et al., 2014, S. 228). Für die energetische Nutzung in der Industrie würden laut Purr et al. (2014, S. 87) allein etwa 199 TWh erneuerbares Methan pro Jahr benötigt. Hinzu kommen 282 TWh für die stoffliche Nutzung. Bei diesen Größenordnungen muss berücksichtigt werden, dass hierfür sehr große Mengen an erneuerbarem Strom und Kohlendioxid bereitgestellt werden müssten und nicht sichergestellt ist, ob diese innerhalb Deutschlands verfügbar sind. Zudem wird durch die Methanisierung der Gesamtwirkungsgrad nochmal gesenkt, es werden zusätzliche Investitionen erforderlich und ggf. weitere Kosten für den Bezug des CO₂. Bis 2030 wird daher der Einsatz von Power-to-Gas nicht erwartet (vgl. Doetsch et al., 2014, S. 229). Erst auf lange Frist, d.h. voraussichtlich erst nach 2030, und bei sehr hohen Anteilen erneuerbarer Energien kann sich für Power-to-Gas eine Auslastung ergeben, die einen wirtschaftlichen Betrieb ermöglicht (vgl. Brunner et al., 2015, S. 292; Doetsch et al., 2014, S. 228 f.).

Insgesamt zeigt sich, dass die Nutzung von Wasserstoff zukünftig großen Unsicherheiten unterliegt. Ein wesentlicher Treiber für die stärkere Verwendung von Wasserstoff resultiert aus dem politischen Ziel, die Dekarbonisierung in Deutschland umzusetzen. Wird von diesem Ziel Abstand genommen, wird eine intensive Nutzung von Wasserstoff in den nächsten Jahrzehnten unwahrscheinlich. Unter der aktuellen Zielsetzung besteht allerdings Einigkeit darin, dass eine direkte Nutzung von Wasserstoff aus erneuerbaren Energien im Verkehrssektor und in der Industrie am meisten Potenzial verspricht, um Emissionen zu senken. Da die Nutzung von Wasserstoff zudem vom CO₂-Vorkommen unabhängig ist, wird im Folgenden nur auf die Wasserstoffproduktion eingegangen und nicht auf eine Kombination mit einer nachgeschalteten Methanisierung. In der Industrie könnte durch Substitution von konventionell hergestelltem Wasserstoff durch Wasserstoff aus erneuerbaren Energien vergleichsweise einfach eine Emissionssenkung erzielt werden. Die Einspeisung ins Erdgasnetz oder die Zwischenspeicherung und Rückverstromung von Wasserstoff sind aufgrund der ökonomischen Potenziale, wenn überhaupt, erst langfristig bei sehr hohen Anteilen erneuerbarer Energien im Stromsystem relevant.

2.2.2 Produktionsverfahren zur Bereitstellung von Wasserstoff

Da Wasserstoff in der Natur nur in gebundener Form vorkommt, muss er erst aus den chemischen Verbindungen gelöst werden, um ihn nutzbar zu machen. Dabei kann Wasserstoff aus zahlreichen Primärenergiequellen gewonnen werden, die sich grundsätzlich danach unterscheiden lassen, ob es erneuerbare oder endliche, fossile Energieträger sind. In Abbildung 2.6 sind verschiedene Herstellungspfade für Wasserstoff aufgezeigt. Neben der direkten Herstellung auf Basis des Primärenergieträgers ist es auch möglich, Wasserstoff aus einem Sekundärenergieträger zu gewinnen, wie es z.B. der Fall ist, wenn Wasserstoff mittels Elektrolyse aus Strom und Wasser erzeugt wird.

Heute stammen 96 % der weltweiten Wasserstoffproduktion aus fossilen Quellen (vgl. Ball et al., 2009, S. 279). Darunter wird etwa die Hälfte durch Erdgasreformierung gewonnen, ein Drittel durch Raffination von Erdöl bzw. Wiederaufbereitung von industriellen Abgasen und nahezu der gesamte verbleibende Rest durch Kohlevergasung (vgl. Ball et al., 2009, S. 279). Nur etwa 4 % des Wasserstoffs werden mittels Elektrolyse hergestellt, v.a. in Ländern, die niedrige Strompreise aufweisen (vgl. Ball et al., 2009, S. 279). Der Handel mit Wasserstoff beschränkt sich auf ca. 5 bis 10 % der erzeugten Menge, da der Großteil des Wasserstoffs direkt vor Ort erzeugt und verarbeitet wird (vgl. Smolinka et al., 2011, S. 18; Ball et al., 2009, S. 279). Der Wasserstoff tritt häufig als Neben- oder Koppelprodukt in der chemischen Industrie auf und wird meist direkt in den Prozessen verbraucht. Der gehandelte Wasserstoff wird von Gasherstellern wie Linde, Air Liquide, Air Products und Praxair zentral produziert und gasförmig in Druckflaschen, flüssig in Tanks oder per Pipeline geliefert (vgl. Smolinka et al., 2011, S. 18 f.). Auch können beim Abnehmer vor Ort Produktionsanlagen errichtet und von einem Gasversorger betrieben werden (vgl. Smolinka et al., 2011, S. 18).

Im Folgenden wird auf die wesentlichen Herstellungsverfahren eingegangen, die entweder bereits kommerziell verfügbar sind oder es in absehbarer Zeit werden könnten. Der Herstellungsprozess, der Entwicklungsstand sowie wesentliche Vor- und Nachteile werden kurz herausgearbeitet. Prinzipiell lassen sich die Verfahren anhand der eingesetzten Energieträger einteilen in Herstellungsverfahren, die fossile oder regenerative Energiequellen nutzen, siehe Abbildung 2.6. Es wird mit der Beschreibung der konventionellen Verfahren begonnen, da diese derzeit am weitesten verbreitet sind. Prinzipiell ist bei diesen Herstellungsarten auch eine Abscheidung und Speicherung des CO₂ möglich, wodurch sich die freigesetzten CO₂-Emissionen mindern oder sogar vermeiden ließen. Hierauf wird kurz eingegangen. Anschließend werden die Verfahren, die auf der Nutzung erneuerbarer Energien beruhen, vorgestellt. Für eine detailliertere Beschreibung der Verfahren sei auf die in den jeweiligen Abschnitten genannten Quellen verwiesen. In Kapitel 2.2.3 werden anschließend die Verfahren anhand der Wasserstoffgestehungskosten in einer techno-ökonomischen Bewertung verglichen.

Wie erwähnt basieren die derzeit gängigen Verfahren zur Wasserstoffherstellung überwiegend auf konventionellen Energieträgern wie Kohle und Erdgas (vgl. Ball et al., 2009, S. 279; Wietschel et al., 2010a, S. 312). Bei der *Kohlevergasung* wird über die Glut der

Kohle ein Gemisch aus Wasserdampf und Luft eingeblasen. Dabei entstehen Kohlenstoffmonoxid und Wasserstoff. Die Vergasung findet bei Temperaturen von 300 bis 2.000°C statt (vgl. Ball et al., 2009, S. 284). Die einzelnen Verfahrensschritte umfassen die Trocknung, Pyrolyse, Vergasung und Verbrennung (vgl. Ball et al., 2009, S. 284). Während der Trocknung wird zunächst der Wassergehalt des Brennstoffes verringert und in Form von Wasserdampf freigesetzt. Bei der Pyrolyse wird das Gasgemisch aus Kohlenstoffmonoxid und Wasserstoff gebildet. Die Pyrolyseprodukte reagieren dann bei der Vergasung unter Zugabe z.B. von Sauerstoff zu Brenngasen. Dabei lassen sich die Verfahren anhand ihres Reaktortyps unterscheiden, der das Strömungsverhalten des Brennstoffs und des Oxidationsmittels bestimmt (vgl. Ball et al., 2009, S. 284). Das entstandene Gasgemisch, auch Synthesegas genannt, eignet sich zur Herstellung chemischer Produkte wie Methanol, das wiederum Grundlage für die Produktion flüssiger Kraftstoffe ist. Durch Reformierung des Gases wird schließlich Wasserstoff gewonnen (vgl. Ball et al., 2009, S. 284). Der Wirkungsgrad des Verfahrens liegt je nach Anlagenkonfiguration bei bis zu 60 % (vgl. Wietschel et al., 2010a, S. 321). Zentraler Nachteil ist hinsichtlich der Dekarbonisierungsziele die Freisetzung von CO₂-Emissionen, die bei gleicher Produktionsmenge an Wasserstoff für die Kohlevergasung nahezu doppelt so hoch ausfallen wie bei der Reformierung von Erdgas (vgl. Radgen et al., 2005, S. 22). Die Abscheidung von CO₂ ist aber durch eine Wäsche des Synthesegases möglich, wodurch die Investition um etwa 5 bis 10 % steigt (vgl. Ball et al., 2009, S. 286; Wietschel et al., 2010a, S. 320). Die Kohlevergasung ist ein kommerziell verfügbares Verfahren, das weltweit in großskaligen, zentralen Anlagen eingesetzt wird (vgl. Pregger et al., 2008, S. 34). Als Erweiterung der konventionellen Kohlevergasung ist es möglich, die Anlagen so auszulegen, dass sowohl Wasserstoff als auch Strom produziert werden kann. Die spezifische Investition steigt dadurch, allerdings sind auch Erlöse durch

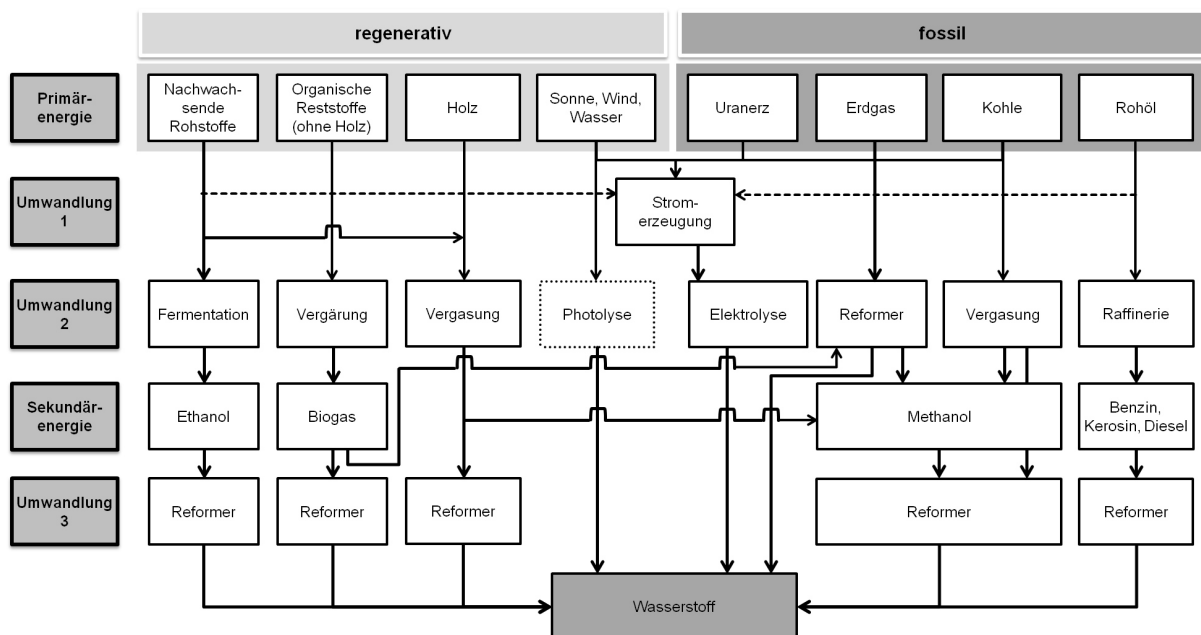


Abbildung 2.6: Pfade für die Herstellungsverfahren von Wasserstoff (nach Pehnt (2001, S. 57), Nitsch (2002b, S. 5) und Ball et al. (2009, S. 278))

den Stromverkauf möglich (vgl. Wietschel et al., 2010a, S. 320 f.). Da die spezifische Investition der Kohlevergasung über der der Erdgasreformierung liegt und der Wirkungsgrad geringer ausfällt, ist das Verfahren jedoch weniger verbreitet als die Erdgasreformierung.

Die *Dampfreformierung* ist das weit verbreitetste Herstellungsverfahren für Wasserstoff (vgl. Ball et al., 2009, S. 280). Mittels eines Katalysators werden leichte Kohlenwasserstoffe oder Alkohole in Wasserstoff umgesetzt (vgl. Wietschel et al., 2010a, S. 318). Dabei wird überwiegend Erdgas als Primärenergieträger verwendet, es können aber auch Biogas, Naphtha oder Methanol eingesetzt werden (vgl. Ball et al., 2009, S. 280). Der Herstellungsprozess gliedert sich in zwei Schritte. Zunächst wird Methan bei hohen Temperaturen von etwa 800 bis 900°C und unter Drücken von 20 bis 40 bar in einer Reaktion mit Wasserdampf in ein Synthesegas umgewandelt, bestehend aus Wasserstoff und Kohlenmonoxid (vgl. Ball et al., 2009, S. 280 f.). Um den Kohlenmonoxid-Anteil zu verringern, wird das Gas anschließend abgekühlt und in einer Wassergas-Shift-Reaktion zusammen mit Wasserdampf in Wasserstoff und Kohlendioxid überführt (vgl. Ball et al., 2009, S. 281). Das CO₂ wird beim Herstellungsprozess abgeschieden und in der Regel in die Atmosphäre entlassen. Eine zusätzliche Speicherung bedarf der Trocknung und Kompression des CO₂ und erhöht die Gesamtinvestition deutlich um 20 bis 35 % (vgl. Ball et al., 2009, S. 282). Der Wirkungsgrad des Verfahrens liegt ohne CO₂-Abscheidung bei etwa 67 bis 72 % (vgl. Ball et al., 2009, S. 283). Durch Verwendung neuer Materialien sollen die Wirkungsgrade zukünftig weiter erhöht und die Kosten gesenkt werden (vgl. Wietschel et al., 2010a, S. 319). Außerdem ist die Verringerung des CO₂-Ausstoßes ein Entwicklungsziel, das insbesondere vor dem Hintergrund der Dekarbonisierung an Relevanz gewinnt (vgl. Wietschel et al., 2010a, S. 319). Daneben bestehen wie bei der Kohlevergasung auch Konzepte, die eine Erweiterung des Reformers vorsehen, um kombiniert Wasserstoff, Strom und Wärme zu erzeugen (vgl. Wietschel et al., 2010a, S. 319).

Die kommerzielle Herstellung von Wasserstoff aus erneuerbaren Energien basiert entweder auf Biomasse oder auf Strom aus erneuerbaren Energieträgern, wie Abbildung 2.6 zeigt. Andere Verfahren wie bspw. die Photolyse, bei der die Moleküle durch Bestrahlung mit Licht gespalten werden, befinden sich noch im Anfangsstadium der Grundlagenforschung (vgl. e-mobil BW, 2012, S. 28). Bei der Herstellung auf Basis von Biomasse wird zwar CO₂ freigesetzt, doch da während der Wachstumsphase der Biomasse CO₂ aufgenommen wird, wird der Prozess als CO₂-neutral angesehen (vgl. Ball et al., 2009, S. 288). Jedoch entstehen Emissionen beim Anbau, durch den Einsatz von Landmaschinen und durch Düngemittel sowie durch den Transport und die Weiterverarbeitung (vgl. Wiedemann, 2012, S. 5). Dadurch können sich je nach Art und Anbau der Biomasse Emissionsbilanzen ergeben, die über die gesamte Wertschöpfungskette hinweg nicht mehr CO₂-neutral sind (vgl. Wiedemann, 2012, S. 5).

Zu der Biomasse zählen nachwachsende Rohstoffe, organische Reststoffe und Holz, die durch Fermentation, Vergärung oder Vergasung in einen Sekundärenergieträger wie Biogas oder Ethanol umgewandelt werden. Durch Reformierung dieser Stoffe wird der Wasserstoff gewonnen. Heutzutage ist keines dieser Verfahren kommerziell verfügbar, jedoch

wurde die Vergasung von Biomasse bereits anhand von Prototypen getestet, so dass hierfür am ehesten die Marktreife zu erwarten ist (vgl. Stiller, 2014, S. 183; Ball et al., 2009, S. 288). Für das Verfahren spricht außerdem, dass das Potenzial an fester Biomasse, die für die Vergasung überwiegend verwendet wird, die Vorkommen an gasförmiger und flüssiger Biomasse weit überschreitet (vgl. Ball et al., 2009, S. 288). Generell ist ein Nachteil der Wasserstoffgewinnung aus Biomasse jedoch die Nutzungskonkurrenz mit anderen Anwendungen, die das Potenzial sehr eingrenzt, welches außerdem stark standortabhängig ist (vgl. Zech et al., 2013, S. IV).

Bei der *Biomassevergasung* wird der Brennstoff durch eine Verschmelzung bei hohen Temperaturen in ein Produkt- oder Brenngas umgewandelt. Als Vergasungsmittel kann z.B. Luft, Sauerstoff, Kohlendioxid oder Wasserdampf eingesetzt werden (vgl. Wietschel et al., 2010a, S. 320). Aufgrund des hohen Sauerstoffanteils der Biomasse von ca. 40 % wird nur wenig zusätzlicher Sauerstoff benötigt, um die endotherme Reaktion durchzuführen (vgl. Wietschel et al., 2010a, S. 321). Dadurch wird ein Wirkungsgrad von über 60 % erzielt, der den der Kohlevergasung übersteigt (vgl. Ball et al., 2009, S. 289; Wietschel et al., 2010a, S. 321). Unterscheiden lassen sich die Vergasungsverfahren für Biomasse u.a. anhand des Reaktortyps (z.B. Festbett-, Wirbelschicht-, Flugstrom oder hydrothermaler Reaktor), des Vergasungsmittels, des Drucks und der Art der Wärmezuführung (vgl. Zech et al., 2013, S. 9). Nach der Vergasung kann eine Reinigung des gewonnenen Produktgases nötig sein, bevor anschließend durch Reformierung der Wasserstoff gewonnen wird (vgl. Zech et al., 2013, S. 12). Je nach Verwendungszweck muss der Wasserstoff dann nochmals aufbereitet werden, wenn bspw. hochreiner Wasserstoff benötigt wird (vgl. Zech et al., 2013, S. 13). Nachteilig wirkt sich bei dem Prozess die geringe Energiedichte von Biomasse aus (vgl. Wietschel et al., 2010a, S. 321). Zur Versorgung zentraler Anlagen muss daher eine große Menge an Biomasse angeliefert werden, so dass die sinnvoll realisierbare Leistungsgröße in Abhängigkeit der lokalen Biomasseverfügbarkeit bestimmt werden sollte.

Um Wasserstoff in großen Mengen CO₂-frei herstellen zu können, bietet sich die *Elektrolyse* von Wasser und Strom aus erneuerbaren Energien an. Im Vergleich zur Biomassevergasung profitiert die Elektrolyse davon, dass das Potenzial für die Stromgewinnung aus erneuerbaren Quellen aufgrund der effizienteren Landnutzung nicht so stark begrenzt ist wie das für Biomasse (vgl. Bayerisches Landesamt für Umwelt, 2016, S. 6, 11, 17, 22; Peters, 2009, S. 8). In Elektrolyseuren wird das Wassermolekül in Wasserstoff und Sauerstoff zersetzt, indem elektrischer Gleichstrom angelegt wird (vgl. Wietschel et al., 2010a, S. 315). Der Aufbau besteht aus einer Kathode, einer Anode sowie einem Separator, der zwischen den Elektroden angeordnet ist und die Trennung der Produktgase ermöglicht (vgl. Wietschel et al., 2010a, S. 315). Durch einen Elektrolyten wird der Ladungsausgleich ermöglicht und es entsteht an der Kathode Wasserstoff und an der Anode Sauerstoff (vgl. Wietschel et al., 2010a, S. 315). Anhand des Elektrolyten können die verschiedenen Elektrolysearten unterschieden werden: die alkalische Elektrolyse verwendet einen flüssigen basischen Elektrolyten, die Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyse (PEM-Elektrolyse) einen polymeren Festelektrolyten und die Hochtemperaturelektrolyse einen Festoxidelektrolyten (vgl. Genoese, 2015, S. 245). Dabei ist die *alkalische Elektrolyse* die älteste und

daher am weitesten verbreitete und entwickelte Technologie (vgl. Wietschel et al., 2010a, S. 316). Als Elektrolyt dient eine wässrige Kalilauge und die Elektrolyse kann bei Normaldruck oder Drücken zwischen 30 und 60 bar ablaufen (vgl. Genoese, 2015, S. 246).

Bei der *PEM-Elektrolyse* bilden die Membran, Kathode und Anode eine untrennbare Einheit. Vorteile gegenüber der alkalischen Elektrolyse sind der Wegfall des Elektrolytkreislaufs und die Erhöhung der Stromdichte, wodurch bezogen auf die Elektrodenfläche eine höhere Produktionsrate ermöglicht wird (vgl. e-mobil BW, 2012, S. 48). Auch erlaubt die PEM-Elektrolyse einen größeren Teillastbereich und eine kurzzeitige Überlastung, so dass mit ihr eine sehr flexible Fahrweise möglich ist (vgl. Smolinka et al., 2011, S. 13). Selbst bei Betriebspunkten von nahe 0 % werden tolerierbare Werte für die Reinheit des Wasserstoffs erzielt (vgl. Genoese, 2015, S. 247). Die Forschung konzentriert sich daher stark auf diese Technologie und strebt an, eine Skalierung im industriellen Maßstab von deutlich über 100 kW Leistung zu erreichen (vgl. e-mobil BW, 2012, S. 48). Der maximale Leistungsbereich liegt derzeit bei etwa 150 kW je Modul (vgl. Smolinka et al., 2011, S. 13). Daneben sollen die Wirkungsgrade gesteigert und die Herstellungskosten gesenkt werden, was z.B. durch geringere Platinanteile bei den Katalysatoren oder durch die Verwendung anderer Materialien erreicht werden kann (vgl. Wietschel et al., 2010a, S. 317).

Noch im Forschungsstadium befindet sich die *Hochtemperaturelektrolyse*, bei der die Membran und die Elektroden eine Komponente bilden, wie auch bei der PEM-Elektrolyse (vgl. e-mobil BW, 2012, S. 48). Die Reaktion läuft bei Temperaturen von 800 bis 1.000°C ab, wodurch die endotherme Zersetzung des Wassers gefördert wird (vgl. Smolinka et al., 2011, S. 16). Durch die exotherme Zugabe von Wärme wird der Elektrizitätsbedarf um 25 % gesenkt, so dass bei dieser Technologie die Kombination mit Prozessen, bei denen Abwärme entsteht, besonders attraktiv ist (vgl. Smolinka et al., 2011, S. 16). Bisher sind Hochtemperaturelektrolyseure nur im Labormaßstab und nicht kommerziell verfügbar (vgl. Smolinka et al., 2011, S. 16). Nachteile sind die kurze Lebensdauer, die langen Anfahrzeiten und die Materialprobleme (vgl. Smolinka et al., 2011, S. 16 f.; Genoese, 2015, S. 248). Aufgrund der thermischen Belastungen und mechanischen Spannungen sind die Laständerungsgeschwindigkeit und der Teillastbereich bei der Hochtemperaturelektrolyse stärker eingeschränkt als bei der PEM-Elektrolyse (vgl. Smolinka et al., 2011, S. 17; Genoese, 2015, S. 248). Für den Bezug von Strom aus fluktuierenden, erneuerbaren Quellen ist daher die PEM-Elektrolyse besser geeignet (vgl. Smolinka et al., 2011, S. 17).

2.2.3 Techno-ökonomischer Vergleich ausgewählter Produktionsverfahren

Damit Wasserstoff, der mittels Elektrolyse aus erneuerbaren Energien gewonnen wird, konventionell hergestellten Wasserstoff ersetzen und ggf. die zusätzliche Wasserstoffnachfrage im Verkehrssektor zukünftig bedienen kann, muss er konkurrenzfähig zu Wasserstoff aus anderen Herstellungsverfahren sein. Daher wird im Folgenden auf die Kosten der Wasserstoffproduktion eingegangen, indem die beschriebenen Herstellungsverfahren anhand ihrer

Wasserstoffgestehungskosten verglichen werden. Es werden 40 Studien verschiedener nationaler und internationaler Institutionen ausgewertet, die Werte für techno-ökonomische Parameter der Produktionsverfahren beinhalten. Erhoben werden in erster Linie Daten zu Wirkungsgraden und spezifischen Investitionen. Wenn vorhanden, werden außerdem Kosten für Wartung und Instandhaltung sowie die angegebene Lebensdauer erfasst. Der Vergleich umfasst die Biomasse- und Kohlevergasung, die Erdgasreformierung sowie die alkalische und die PEM-Elektrolyse. Für die Hochtemperaturelektrolyse bestehen noch sehr verschiedene Zellkonzepte, für die nur wenige und kaum belastbare Angaben vorliegen, so dass diese Technologie nicht in den Vergleich einbezogen werden kann (vgl. e-mobil BW, 2012, S. 48). Die Studienangaben werden für die anderen Verfahren danach unterschieden, ob sie sich auf eine kleine, dezentrale Anlage mit einer installierten Leistung im Bereich von Kilo- bis wenigen Megawatt beziehen oder eine große, zentrale Anlage mit einer Leistung im mehrstelligen Megawattbereich. PEM-Elektrolyseure werden derzeit nur in Nischenanwendungen eingesetzt und weisen eine deutlich kleinere Modulgröße als alkalische Elektrolyseure auf. Daher beziehen sich Aussagen zu dieser Technologie in der Regel auf dezentrale Anwendungen, so dass die zentrale Dimensionierung hier nicht berücksichtigt ist. Umgekehrt verhält es sich bei der Kohlevergasung, die v.a. in großskaligen Dimensionen gebaut wird, so dass hierfür nur die zentrale Auslegung erhoben werden kann. Des Weiteren wird differenziert, ob sich die Werte auf den heutigen Entwicklungsstand beziehen oder Werte in der Zukunft wiedergeben.

In Abbildung 2.7 sind die Spannbreiten der Wirkungsgrade der verschiedenen Verfahren dargestellt. Je Verfahren wurden mindestens sieben Werte aus den Studien ermittelt. Die dunkelgrauen Balken bilden den derzeit vorliegenden Entwicklungsstand ab und die hellgrauen Balken geben das Potenzial an, das in den Studien für die zukünftige Entwicklung genannt wird. Dabei stellt das Minimum der hellgrauen Balken die Entwicklung in naher Zukunft (ab dem Jahr 2020) und das Maximum die langfristig möglichen Wirkungsgrade (um das Jahr 2050) dar. Der schwarze Streifen innerhalb der Balken entspricht dem Mittelwert über die ausgewerteten Studien.

Der Vergleich zeigt, dass die zentrale Erdgasreformierung aktuell den höchsten Wirkungsgrad aufweist, wenn die Mittelwerte betrachtet werden. Demnach ist hier ein Wert über 70 % möglich. Es folgen die zentrale alkalische Elektrolyse, die dezentrale Erdgasreformierung sowie die dezentrale alkalische und die PEM-Elektrolyse. Die mittleren Wirkungsgrade der Biomasse- und Kohlevergasung fallen geringer aus. Allerdings wird anhand der breiten Spannweiten deutlich, dass bei der Angabe der Wirkungsgrade Unsicherheiten bestehen. Ein Grund hierfür liegt darin, dass in den Studien selten deutlich gemacht wird, ob sich die Angabe auf das Gesamtsystem einschließlich Nebenaggregate bezieht, oder nur der Wirkungsgrad des Umwandlungsprozesses gemeint ist. Hieraus können deutliche Abweichungen resultieren. Des Weiteren ist die große Differenz zwischen minimalem und maximalem Wert z.B. bei der PEM-Elektrolyse darauf zurückzuführen, dass diese Technologie noch nicht weit verbreitet und somit wenig erprobt ist. Die Angaben spiegeln daher auch eine Ungenauigkeit wider, die aus der mangelnden Erfahrung mit neuen Technologien folgt. Des Weiteren ist in Abbildung 2.7 bis 2.9 die Spannbreite für

aktuelle Werte häufig größer als für die Werte, die sich auf die Zukunft beziehen. Dies ist irritierend, da zukünftige Werte mit höherer Unsicherheit belastet sind und somit breitere Intervalle zu erwarten sind. Der Grund für die kleiner werdenden Intervalle liegt in den Angaben der Studien, die zum einen deutlich mehr und teils sehr unterschiedliche Angaben zur Gegenwart als zur Zukunft enthalten und zum anderen für die Zukunft häufig nur einen groben Richtwert und keine Spanne angeben.

Beim Vergleich der zentralen und dezentralen Konzepte wird deutlich, dass bei allen Technologien und zu jedem Zeitpunkt die zentralen Konzepte höhere Wirkungsgrade aufweisen. Diese Beobachtung ist nicht nur für die hier vorgestellten Verfahren gültig, sondern gilt generell beim Vergleich klein- und großskaliger Systeme. Der Wirkungsgrad von Einzelkomponenten sinkt mit abnehmender Leistung deutlich (vgl. Karl, 2012, S. 19). Außerdem rentiert sich bei zentralen Anlagen der technische Aufwand zur geringfügigen Verbesserung des Wirkungsgrades aufgrund der Größendimension eher als bei Kleinanlagen (vgl. Karl, 2012, S. 17).

Betrachtet man die Entwicklung über die Zeit, wird anhand der Mittelwerte deutlich,

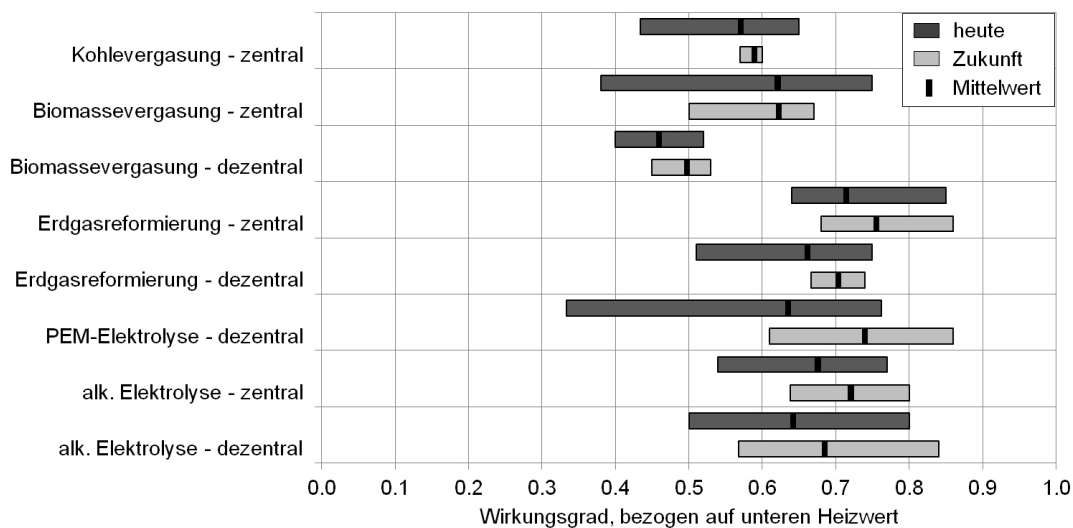


Abbildung 2.7: Wirkungsgrade verschiedener Herstellungsverfahren für Wasserstoff (Daten auf Basis von Peht und Höpfner (2009, S. 7), Wietschel et al. (2006, S. 110), Wietschel et al. (2010a, S. 316, 317, 319, 321, 322, 323), Ball et al. (2009, S. 283, 287, 289, 293), Smolinka et al. (2011, S. 30, 31), Jordan (2007, S. 20), Klell (2005, S. 10), Seydel (2008, S. 109, 110), Bajohr et al. (2011, S. 205), Schnurnberger et al. (2004, S. 53), Nitsch et al. (2012, S. 93), Sterner et al. (2011, S. 18), Müller-Syring et al. (2013, S. 108), Bünger und Weindorf (2011, S. 63, 64), Zech et al. (2013, S. 112), Kasten et al. (2013, S. 18), Cerbe et al. (2008, S. 33), Krieg (2012, S. 173, 175), Tillmetz et al. (2009, S. 8), Pregger et al. (2008, S. 32, 34, 36), Smolinka (2013, S. 11), Wenske (2010, S. 173), Radgen et al. (2005, S. 20, 21), Kuhn (2012, S. 126, 127), Sterner (2009, S. 108), Nitsch und Fishedick (2002a, S. 3), Albrecht et al. (2013a, S. 25, 41), Hermann et al. (2014, S. 10), Noack et al. (2015, S. 33), Regett et al. (2014, S. 80), Wietschel et al. (2010b, S. 70, 73), Genoese (2015, S. 252), Baumann et al. (2015, S. 46), Stolzenburg et al. (2014, S. 70, 75), IEA (2015, S. 28, 56, 57))

dass bei allen Technologien eine Verbesserung der Effizienz erwartet wird. Bei ausgereiften Verfahren wie der Kohlevergasung fallen die erwarteten Fortschritte jedoch deutlich kleiner aus als z.B. bei der PEM-Elektrolyse. Teilweise fällt auf, dass der maximale Wert für den Wirkungsgrad heute über dem liegt, der für die Zukunft angegeben ist. Dies ist auf die Studien zurückzuführen, die für den aktuellen Zeitpunkt Spannbreiten benennen, aber nicht für die Zukunft. Die Obergrenze für den aktuellen Entwicklungsstand könnte somit auch als Obergrenze für die zukünftige Entwicklung übertragen werden, da bei keinem Verfahren ein Rückgang des Wirkungsgrads zu erwarten ist.

Für die gleichen Technologien und Auslegungen ist in Abbildung 2.8 eine Übersicht über heutige und zukünftige spezifische Investitionen dargestellt. Hierbei bildet das Maximum der hellgrauen Balken die Entwicklung in naher Zukunft ab (ab dem Jahr 2020) und das Minimum die langfristig zu erwartende Investition (um das Jahr 2050). Auch hier zeigen sich insbesondere bei den dezentralen Konfigurationen sehr große Spannbreiten, die vermutlich darauf zurückzuführen sind, dass sich manche Studien nur auf Einzelkomponenten und andere auf das Gesamtsystem beziehen, ohne dies kenntlich zu machen. Daneben bestehen Unsicherheiten mit den noch kaum etablierten Systemen. Die Angaben zu den

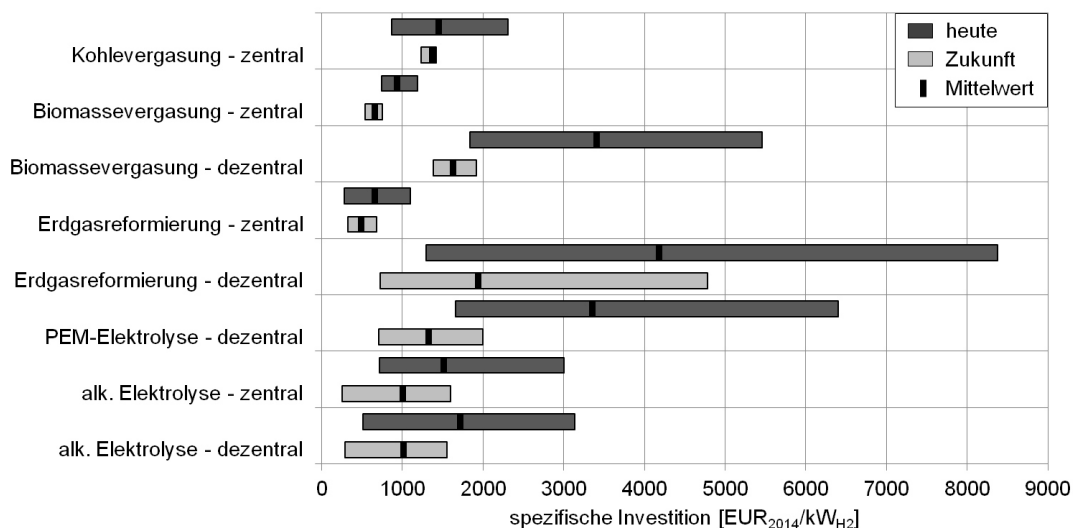


Abbildung 2.8: Spezifische Investition verschiedener Herstellungsverfahren für Wasserstoff (Daten auf Basis von Sachverständigenrat für Umweltfragen (2010, S. 61), Wietschel et al. (2006, S. 110, 112), Wietschel et al. (2010a, S. 316, 319, 321, 322), Ball et al. (2009, S. 283, 287, 289, 293), Smolinka et al. (2011, S. 34), Seydel (2008, S. 109), Bajohr et al. (2011, S. 205), Léon (2008, S. 45), Nitsch et al. (2012, S. 93), Bünger und Weindorf (2011, S. 63, 64), Zech et al. (2013, S. 119), Krieg (2012, S. 173, 175), Pregger et al. (2008, S. 36), Wenske (2010, S. 173), Dengel (2013, S. 43), Kuhn (2012, S. 135), Nitsch und Fishedick (2002a, S. 3), Albrecht et al. (2013a, S. 25), Bolle et al. (2012, S. 90, 91, 93), Hermann et al. (2014, S. 33), Noack et al. (2015, S. 35), Regett et al. (2014, S. 80), Wietschel et al. (2010b, S. 70, 71, 73), Genoese (2015, S. 254), Baumann et al. (2015, S. 46), Stolzenburg et al. (2014, S. 70, 71, 75), Fürstenwerth et al. (2014, S. 128), IEA (2015, S. 28, 56, 57))

Investitionen beziehen sich in der Regel auf Herstellungskosten, so dass Preisauflschläge, die aufgrund von Gewinnerwartungen oder Garantieleistungen noch hinzukommen (vgl. Hettesheimer et al., 2013, S. 24), nicht explizit berücksichtigt sind. Angaben hierzu sind in der Literatur kaum vorhanden, so dass üblicherweise die Technologien lediglich auf Basis der Herstellungskosten bewertet werden. Bei der Interpretation der Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsrechnung in Kapitel 5 ist dies insofern zu berücksichtigen, als dass Konzepte, bei denen die Erlöse nur knapp die Kosten decken, durch die Gewinnaufschläge möglicherweise nicht mehr rentabel sind. Um dieser Unsicherheit Rechnung zu tragen, werden die Ergebnisse in Kapitel 5.4.4.3 durch Sensitivitätsanalysen auf ihre Robustheit überprüft, indem der Wert für die spezifische Investition variiert wird.

Unter allen Verfahren weisen die zentrale Erdgasreformierung und die zentrale Biomassevergasung heute die niedrigsten mittleren Investitionen unterhalb von 1.000 €/2014/kW_{H2} auf. Es folgen die Kohlevergasung, die beiden Elektrolysearten sowie die dezentralen Auslegungen der Biomassevergasung und der Erdgasreformierung. Der Unterschied zwischen der kleineren, dezentralen Auslegung und der großskaligeren, zentralen Auslegung zeigt sich bei den Investitionen nochmal deutlicher als bei den Wirkungsgraden. Allgemein gilt, dass zentrale Systeme zu niedrigeren spezifischen Investitionen gebaut werden können als dezentrale Konzepte (vgl. Karl, 2012, S. 18). Dies ist auf Skaleneffekte bei der Herstellung zurückzuführen, die es mit sich bringen, dass große Bauteile (bezogen auf die Leistung der Komponenten) kostengünstiger hergestellt werden können als kleine.

In Zukunft ändert sich die Reihenfolge unter den Technologien nur dahingehend, dass die alkalische Elektrolyse geringere mittlere Investitionen aufweist als die Kohlevergasung. Allerdings liegen die Mittelwerte der spezifischen Investitionen über alle Technologien enger beieinander als heute und alle unterschreiten 2.000 €/2014/kW_{H2}. Wie zu erwarten war, liegen bei den Spannbreiten sowohl die minimalen als auch die maximalen Werte für den zukünftigen Zeitpunkt unter dem heutigen Wert. Einzige Ausnahme bildet die Untergrenze der zentralen Kohlevergasung, die in Zukunft höher liegt als heute. Wie bereits erläutert, ist dies auf die Studienangaben zurückzuführen und der minimale heutige Wert kann auch als Minimalwert für die Zukunft interpretiert werden.

Anhand der ermittelten Wirkungsgrade und spezifischen Investitionen zeichnet sich bereits ab, dass die zentrale Erdgasreformierung aufgrund hoher Effizienz und vergleichsweise geringem Investitionsaufwand Vorteile gegenüber den anderen Verfahren hat. Auch die zentrale Biomassevergasung erscheint attraktiv, weist jedoch gegenüber der zentralen Erdgasreformierung einen geringeren mittleren Wirkungsgrad und höhere Investitionen auf. Ein Vergleich anhand der fixen Kapitalkosten greift jedoch zu kurz, da die variablen Kosten für den Bezug der Energieträger, also Kohle, Biomasse, Gas oder Strom, erheblichen Einfluss auf die Gestehungskosten haben können. Auch sind die Kosten für den Kauf von CO₂-Zertifikaten für die Herstellungsverfahren für Wasserstoff zu berücksichtigen. Seit 2013 müssen die Prozesse in der chemischen Industrie durch Zertifikate abgedeckt sein, bei denen CO₂ freigesetzt wird (vgl. Stiller, 2014, S. 186). Dazu zählt auch die Wasserstoffproduktion. Bei der Elektrolyse werden vor Ort keine Emissionen freigesetzt,

Tabelle 2.2: Rahmendaten für die Berechnung der Wasserstoffgestehungskosten (vgl. BMWi, 2015a; CARMEN, 2015; Radgen et al., 2005, S. 22)

	Einheit	Werte
Energieträgerpreise im Jahr 2014:		
Braunkohle	[€/MWh _{th}]	4,92
Biomasse (Holzhackschnitzel)	[€/MWh _{th}]	31,34
Erdgas	[€/MWh _{th}]	23,39
Strom	[€/MWh _{el}]	32,76
CO ₂ -Zertifikate	[€/t CO ₂]	5,91
CO₂-Emissionsfaktoren:		
Kohlevergasung - zentral	[g CO ₂ /kWh _{H2}]	539
Erdgasreformierung - zentral	[g CO ₂ /kWh _{H2}]	279
Erdgasreformierung - dezentral	[g CO ₂ /kWh _{H2}]	289
Biomassevergasung	[g CO ₂ /kWh _{H2}]	13
weitere Annahmen:		
Betriebsstunden in Vollast	[h/a]	4.500
Zinssatz	[%]	8

so dass keine Zertifikate erworben werden müssen. Allerdings fallen bei der Stromproduktion Emissionen an, wenn dieser mittels fossiler Energieträger gewonnen wird. Da in der Berechnung Börsenstrompreise angesetzt werden, basiert der Wasserstoff in diesem Vergleich somit nicht auf erneuerbaren Energien, sondern einem Strommix. Die Wasserstoffgestehungskosten werden unter den Rahmenbedingungen, die im Jahr 2014 vorlagen, berechnet. Die Energieträgerpreise und weitere Annahmen sind in Tabelle 2.2 aufgelistet. Die hinterlegten Lebensdauern richten sich nach durchschnittlichen Angaben in den erfassten Studien und liegen bei den dezentralen Verfahren bei etwa 15 bis 20 Jahren und bei den zentralen Konfigurationen bei 25 bis 30 Jahren. Je nach Reifegrad der Technologien werden für die Zukunft auch noch höhere Lebensdauern erwartet.

Die Wasserstoffgestehungskosten C_{H_2} der verschiedenen Herstellungsarten werden gemäß Formel 2.1 ermittelt. Die Investitionssumme berechnet sich durch Multiplikation der spezifischen Investition I [€/MW_{out}] mit der installierten Nennleistung P [MW_{out}]. Beide Größen beziehen sich hierbei auf den Output, d.h. die Energiemenge, die in Form von Wasserstoff je Zeiteinheit produziert wird. Die Investition wird mit dem Annuitätenfaktor a [-] multipliziert, um die jährlichen Kapitalkosten zu ermitteln, siehe Formel 2.2. Hinzu kommen Kosten für Wartung, Betrieb und Versicherung, die mit dem Faktor w [-] in Abhängigkeit der Investitionssumme bestimmt werden. Die variablen Kosten, die bei der Wasserstoffproduktion anfallen, setzen sich aus den Kosten für den Bezug des Energieträgers und für die Freisetzung von CO₂-Emissionen zusammen. Sie hängen von der produzierten Wasserstoffmenge ab, die sich aus dem Produkt der Volllaststunden T [h] und der der Nennleistung P [MW_{out}] ergeben. Um die Kosten für den Energieträgerbezug

zu bestimmen, wird die Wasserstoffmenge durch den Wirkungsgrad η [-] geteilt und mit dem Energieträgerpreis p^{fuel} [€/MWh_{th}] multipliziert. Die Kosten für CO₂-Zertifikate werden ermittelt, indem die Wasserstoffmenge mit dem Emissionsfaktor e^{CO_2} [g CO₂/kWh] und dem Zertifikatspreis p^{CO_2} [€/t CO₂] multipliziert wird. In Summe ergeben sich dann die jährlichen fixen und variablen Kosten. Um die spezifischen Wasserstoffgestehungskosten zu berechnen, werden diese Gestehungskosten durch die produzierte Wasserstoffmenge eines Jahres geteilt.

$$C_{\text{H}_2} = \frac{(I \cdot P) \cdot (a + w) + T \cdot P \cdot (1/\eta \cdot p^{\text{fuel}} + e^{\text{CO}_2} \cdot p^{\text{CO}_2})}{T \cdot P} \quad (2.1)$$

$$a = \frac{(1 + i)^n \cdot i}{(1 + i)^n - 1} \quad (2.2)$$

Die Spannbreiten, die sich für die Wasserstoffgestehungskosten ergeben, sind in Abbildung 2.9 dargestellt. Die Untergrenze der Gestehungskosten wird für jedes Verfahren durch die Kombination von maximalem Wirkungsgrad aus Abbildung 2.7 und minimaler spezifischer Investition aus Abbildung 2.8 berechnet. Die Obergrenze zeigt dementsprechend den Wert, der bei Verwendung der maximalen spezifischen Investition und des kleinsten Wirkungsgrads für jedes Verfahren auftritt.

Unter den Rahmenbedingungen, die in 2014 vorlagen, weist die zentrale Erdgasreformierung heute die niedrigsten mittleren Gestehungskosten in Höhe von 52 €/MWh_{H₂} auf, gefolgt von der Kohlevergasung mit 54 €/MWh_{H₂}. Da Kohle im Gegensatz zur Biomasse und dem Börsenstrom sehr günstig bezogen werden kann, werden der geringe Wirkungsgrad und die vergleichsweise hohe spezifische Investition durch die niedrigen variablen Kosten kompensiert. Die durchschnittlichen Gestehungskosten der zentralen Biomassevergasung belaufen sich auf 84 €/MWh_{H₂} und unterschreiten knapp die Kosten der zentralen alkalischen Elektrolyse in Höhe von 89 €/MWh_{H₂}.

Um gezielt die Auswirkungen einer technischen und ökonomischen Weiterentwicklung auf die Herstellung zu zeigen, werden für die Berechnung zukünftiger Gestehungskosten die Preise für Energieträger und CO₂-Zertifikate nicht verändert, sondern aus dem Jahr 2014 übernommen. Lediglich die Investition, der Wirkungsgrad und die Lebensdauern verbessern sich für die Berechnung zukünftiger Gestehungskosten, dargestellt in Abbildung 2.9. Die durchschnittlichen Gestehungskosten reduzieren sich dadurch bei der zentralen Erdgasreformierung leicht, während die Kosten der zentralen Kohlevergasung nahezu gleich bleiben. Die alkalische Elektrolyse weist zukünftig in der zentralen Auslegung Durchschnittskosten von 74 €/MWh_{H₂} auf und liegt damit gleichauf mit der zentralen Biomassevergasung.

Allgemein ist festzustellen, dass gerade bei den dezentralen Konzepten deutliche Kostensenkungen bei der Wasserstoffproduktion auftreten können. Dadurch liegen die Gestehungskosten in der Zukunft enger beieinander als dies derzeit der Fall ist. Gleichzeitig

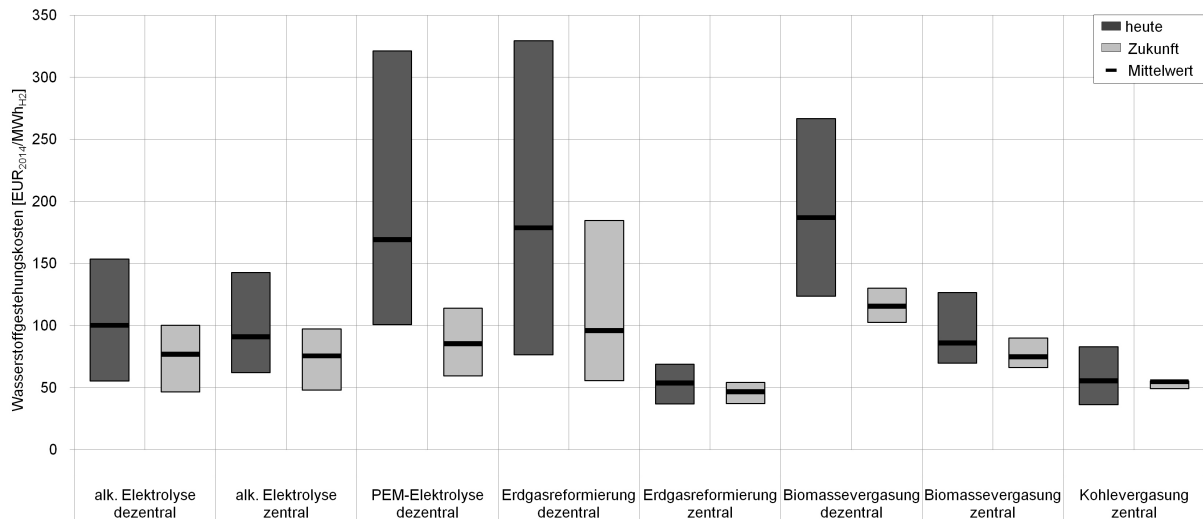


Abbildung 2.9: Wasserstoffgestehungskosten verschiedener Herstellungsverfahren in Deutschland (zukünftige Werte basieren auf einer Weiterentwicklung der techno-ökonomischen Parameter, aber auf den gleichen Preisen für Energieträger und CO₂-Zertifikate aus dem Jahr 2014; Quellen siehe Tabelle 2.2 und Abbildungen 2.7 und 2.8)

bleibt die Erdgasreformierung jedoch weiterhin das kostengünstigste Verfahren. Es bietet den Vorteil, dass es nicht nur am günstigsten Wasserstoff bereitstellen kann, sondern im Vergleich zur Kohlevergasung auch noch weniger CO₂-Emissionen freisetzt, was aus dem geringeren Emissionsfaktor und dem höheren Wirkungsgrad der Erdgasreformierung abgeleitet werden kann. Die Biomassevergasung und die Elektrolyse können Wasserstoff emissionsarm bzw. sogar -frei herstellen, doch liegen die Gestehungskosten oberhalb der fossilen Herstellungsverfahren. Beim Elektrolyseur würden die in Abbildung 2.9 dargestellten Gestehungskosten außerdem nochmal deutlich höher liegen, wenn die Vollkosten für Strom aus erneuerbaren Energien für den Strombezug angesetzt würden. Bei Stromgestehungskosten für Onshore Wind in Höhe von 70 €/MWh_{el} (vgl. Kost et al., 2013, S. 16) betragen die Gestehungskosten der zukünftigen zentralen alkalischen Elektrolyse im Mittel 126 €/MWh_{H₂}. Diese Gestehungskosten würden bei der zentralen Erdgasreformierung zukünftig erreicht, wenn bei gleichbleibendem Erdgaspreis der CO₂-Zertifikatspreis auf 296 €/t CO₂ steigen würde, was einer extremen Zunahme gegenüber dem heutigen Wert entspräche.

Zu berücksichtigen ist allerdings, dass die Investitionsentscheidung für einen Elektrolyseur in der Regel nicht ausschließlich durch ökonomische Kriterien sondern auch durch andere Faktoren beeinflusst wird. Beispielsweise kann sich ein Unternehmen auch für die Anschaffung eines Elektrolyseurs, der mit Strom aus erneuerbaren Energien betrieben wird, entscheiden, um nach außen zu kommunizieren, dass es auf nachhaltige und umweltfreundliche Technologien setzt. Dies kann möglicherweise das Image des Unternehmens und damit die Wahrnehmung in der Öffentlichkeit und bei potenziellen Geschäftspartnern und Kunden positiv beeinflussen (vgl. Ambec und Lanoie, 2008, S. 47). Im Rahmen dieser Arbeit wird auf die CO₂-Emissionswirkung der Elektrolyse eingegangen (vgl. Ka-

pitel 5.4.4), jedoch erfolgt die Wirtschaftlichkeitsbewertung ausschließlich anhand von ökonomischen Kriterien. Auf Unternehmensebene kann diese ökonomische Größe dann ein Entscheidungskriterium neben weiteren darstellen.

Zusammenfassend zeigt sich, dass die Erdgasreformierung derzeit insbesondere in der zentralen Auslegung hohe Wirkungsgrade, niedrige spezifische Investitionen und vergleichsweise geringe variable Kosten aufweist, so dass sich insgesamt die niedrigsten Gestehungskosten ergeben. Dadurch stellt dieses Verfahren den aktuellen Benchmark für die Wasserstoffproduktion dar, der von den anderen Herstellungsverfahren unterboten werden müsste, um breite Anwendung im Markt zu finden. Für die Elektrolyse sind zukünftig ähnliche Gestehungskosten zu erwarten wie für die Biomassevergasung, wenn das aktuelle Strompreisniveau beibehalten wird. Beide Produktionsarten liegen etwa 30 €/MWh_{H₂} über den Gestehungskosten der Erdgasreformierung. Allerdings kann sich die Reihenfolge der kostengünstigsten Verfahren verschieben, wenn sich die Rahmenbedingungen ändern, z.B. durch Preisänderungen für Energieträger und CO₂-Zertifikate. Ein hoher Zertifikatspreis und steigende Preise für Erdgas und Kohle könnten in Kombination mit einem starken Ausbau erneuerbarer Energien dafür sorgen, dass die Wasserstoffproduktion mittels Biomassevergasung oder Elektrolyse zukünftig doch konkurrenzfähig ist. Gleichzeitig wirken sich die Preisentwicklungen konventioneller Energieträger und der CO₂-Zertifikate auch auf das Strombörsenniveau aus, solange konventionelle Kraftwerke zur Stromproduktion eingesetzt werden. Daher müssen für eine umfassende Bewertung der Technologien die zukünftigen Preisentwicklungen sowie ihre Auswirkungen auf den Strompreis und die Wasserstoffgestehungskosten berücksichtigt werden, was im Rahmen dieser Arbeit in Kapitel 5 untersucht wird.

2.3 Einsatz eines Elektrolyseurs am Strommarkt

Wie in Kapitel 2.1 gezeigt wurde, steigt der Flexibilitätsbedarf im Stromsektor bei zunehmenden Anteilen erneuerbarer Energien an und kann u.a. durch die steuerbare Stromnachfrage von Elektrolyseuren bedient werden. Dabei bieten sich mehrere Stromhandelsplätze für die Teilnahme eines Elektrolyseurs an, die derzeit jedoch zu wenig Anreize hierfür setzen. Gleichzeitig besteht ein Wasserstoffbedarf, der heute überwiegend durch konventionelle Energieträger und zukünftig möglicherweise durch Wasserstoff aus der Elektrolyse gedeckt werden kann, was zur Dekarbonisierung beitragen würde. Für einen breiten Markteinsatz müsste der Elektrolyseurbetrieb allerdings mit dem Betrieb der Erdgasreformierung konkurrenzfähig sein, was der Vergleich der Wasserstoffgestehungskosten in Kapitel 2.2 verdeutlicht. Ob sich zukünftig ein wirtschaftlicher Einsatz für Elektrolyseure am Strommarkt ergeben kann, soll daher in dieser Arbeit untersucht werden. Dabei werden die Erkenntnisse bestehender Studien und Veröffentlichungen, die sich mit der Einbindung von Elektrolyseuren in das Energiesystem beschäftigen, erweitert und vertieft. Dazu zählen technische, ökologische und ökonomische Technologiebewertungen, aber auch Systemanalysen, die die Einbindung von Elektrolyseuren aus volkswirtschaftlicher

Perspektive untersuchen. Im Folgenden wird ein Überblick über bestehende Forschungsarbeiten im Bereich der Technologiebewertung von Elektrolyseuren gegeben und der daraus resultierende Forschungsbedarf aufgezeigt.

Studien, die die Nutzung von Elektrolyseuren im Stromsektor in den Vordergrund stellen, verwenden meist systemische Ansätze und bewerten die Bereitstellung von Flexibilität durch den Elektrolyseur. Häufig stellt dieser dabei nur eine von mehreren Optionen dar, um Flexibilität bereitzustellen (vgl. Jentsch et al., 2014; Agricola et al., 2014). Standen vor einigen Jahren v.a. Studien zur Bewertung von Stromspeichern, darunter auch Wasserstoffspeicher, im Vordergrund (vgl. Adamek et al., 2012; Hartmann et al., 2012; Hundt et al., 2010; Hannig et al., 2009), sind die Fragestellungen mittlerweile häufig weiter gefasst und beinhalten den Vergleich mehrerer Flexibilitätsoptionen (vgl. Byfield et al., 2015; Agricola et al., 2014; Ammon et al., 2014). Der Einsatz von Elektrolyseuren ist dabei auch Bestandteil des Konzepts „Power-to-Gas“, was die Herstellung von Wasserstoff, ggf. eine Methanisierung, und die Einspeisung ins Erdgasnetz vorsieht (vgl. Jentsch et al., 2014; Müller-Syring et al., 2013). Methodisch werden in der Regel entweder Optimierungsverfahren eingesetzt, um den kostenminimalen Ausbau von Erzeugungstechnologien und Flexibilitätsoptionen zu ermitteln (vgl. Pape et al., 2014), oder Simulationsmodelle, die die Wechselwirkungen aufzeigen, die bei einem zugrundegelegten Ausbaupfad auftreten (vgl. Jentsch et al., 2014). Kombinationen aus den Verfahren sind ebenfalls möglich, indem Entwicklungen im Stromsektor für verschiedene Szenarien simuliert werden und der Einsatz von Flexibilitätsoptionen unter diesen Rahmenbedingungen optimiert wird (vgl. Byfield et al., 2015; Agricola et al., 2014; Ammon et al., 2014).

Auf Seiten der Wasserstoffwirtschaft werden in der Regel die Schritte Wasserstoffproduktion, -transport, -verteilung und -verbrauch unterschieden. Systemstudien, die die gesamte Kette von der Herstellung bis zum Verbrauch untersuchen, sind z.B. von Joest et al. (2009) und Müller-Syring et al. (2013) veröffentlicht worden. Daneben existieren eine Reihe an Studien, die sich auf einen Teilaspekt fokussieren und diesen detailliert analysieren, z.B. den Ausbau einer Wasserstoffinfrastruktur. Dazu gehören u.a. die Bewertung einzelner Tankstellen (vgl. Brown et al., 2012; Weinert et al., 2007) sowie die Berechnung von Infrastrukturkosten (vgl. Köhler et al., 2010), teils unter Berücksichtigung geographischer Daten (vgl. Krieg, 2012; Seydel, 2008; Greene et al., 2008). Auf der Nachfrageseite beschäftigen sich Veröffentlichungen v.a. mit der Entwicklung des Wasserstoffbedarfs im Verkehr (vgl. McKinsey, 2010; Joest et al., 2009; Michaelis et al., 2015). Dabei werden Modelle eingesetzt, die den Markthochlauf der Fahrzeuge auf Basis von Gesamtbetriebskosten ermitteln (vgl. Gnann, 2015), oder Methoden, die anhand von Diffusionskurven die Verbreitung der Technologie bestimmen (vgl. McKinsey, 2010).

Wie bereits erläutert, steht im Rahmen dieser Arbeit die Wasserstoffproduktion mittels Elektrolyse im Fokus. Tabelle 2.3 gibt hierzu eine Übersicht über aktuelle Veröffentlichungen, die den Einsatz von Elektrolyseuren am Strommarkt untersuchen. Die Literaturauswahl enthält dabei explizit Quellen, die sich mit der ökonomischen Bewertung von Elektrolyseuren auseinandersetzen. Die Komplexität der Technologiebewertungen variiert

stark. In der Regel wird die Investition in einen Elektrolyseur mittels der Annuitätenmethode geprüft. Bei den Eingangsdaten abstrahieren die Studien aber unterschiedlich stark und treffen teils Vereinfachungen und dementsprechend wenige Annahmen, wohingegen andere Veröffentlichungen aufwändige Simulations- und Optimierungsmodelle einsetzen, um zukünftige Entwicklungen zu untersuchen. Die Bandbreite an eingesetzten Methoden ist dementsprechend groß.

In Tabelle 2.3 werden die Veröffentlichungen anhand dreier Kriterien klassifiziert. Der Zeithorizont zeigt an, ob die Untersuchung allein auf historischen Daten basiert oder auch zukünftige Entwicklungen berücksichtigt. Die Stromkosten sind relevant zur Berechnung der Wasserstoffgestehungskosten und werden in manchen Studien vereinfachend als fixer Durchschnittswert angenommen. Andere Studien verwenden historische Preise oder simulieren den Strombörsenpreis für zukünftige Jahre, so dass sich ein variierendes Preissignal ergibt. Dieses Kriterium kann somit auch als Indikator für die Komplexität der Analyse gesehen werden, wobei manche Studien zwar diesen Aspekt vereinfachen, aber in anderen Punkten einen hohen Detaillierungsgrad aufweisen. Neben den anfallenden Kosten können Erlöspotenziale durch die Rückverstromung, durch den direkten Absatz von Wasserstoff zur Nutzung in der Industrie, im Verkehrs- und Wärmesektor sowie durch die Teilnahme am Regelleistungsmarkt erschlossen werden, wonach die Studien ebenfalls unterschieden werden.

Der Literaturvergleich zeigt, dass die meisten Studien die zukünftige Entwicklung der Elektrolyseurtechnologie und des Strommarktes in ihre Betrachtung einbeziehen. Nicht immer sind die Zeiträume in den Studien klar abgegrenzt. Ist in einer Studie kein Jahr genannt, aber die Annahmen zielen auf eine langfristige Perspektive ab, wird sie dem Jahr 2050 zugeordnet. Die mittelfristige Perspektive entspricht dem Jahr 2030.

Die Stromkosten gehen in 11 der 18 aufgelisteten Quellen als variierendes Signal in die Bewertung ein. Es zeigt sich, dass sie häufig für die Evaluierung der Rückverstromung herangezogen werden, da hier die Preisspannen zwischen niedrigem und hohem Preisniveau ausschlaggebend sind für die Wirtschaftlichkeitsbewertung. Allgemein untersucht die Mehrzahl der Studien die Verwertung des Wasserstoffs in der Industrie und die Nutzung im Verkehrs- und Wärmesektor oder bewertet diesen Absatzmarkt ergänzend zur Rückverstromung. Die Berücksichtigung von Erlösen durch die Teilnahme des Elektrolyseurs am Regelleistungsmarkt ist bisher noch nicht stark thematisiert und in den bestehenden Arbeiten wird das Erlöspotenzial anhand historischer Preisverläufe berechnet (vgl. Hey, 2012; Regett et al., 2014). Neben diesen beiden Studien thematisieren auch andere Studien das Thema Regelleistungsvorhaltung, jedoch wird das Erlöspotenzial dort nicht anhand von Preisen ökonomisch evaluiert, daher sind die Quellen in der Tabelle nicht dem Thema Regelleistung zugeordnet (vgl. Noack et al., 2015; Ammon et al., 2014; Fürstenwerth et al., 2014). In Stolzenburg et al. (2014) wird die Regelleistungsvorhaltung ökonomisch bewertet, allerdings bezieht sich die Vorhaltung in diesem Fall auf die Rückverstromungseinheit und nicht auf die Elektrolyse, so dass die Quelle diesem Kriterium ebenfalls nicht zugeordnet wird.

Tabelle 2.3: Klassifizierung der Literatur zur Bewertung von Elektrolyseuren

Quelle	Zeitraum	Stromkosten		Erlöspotenzial		
		fix	variierend	Rückver- stromung	H2- Absatz	Regel- leistung
Albrecht et al. (2013a)	2013-2030	x		x	x	
Ammon et al. (2014)	2020-2050		x	x		
Baumann et al. (2015)	2023-2050		x		x	
Bolle et al. (2012)	2015-2030	x			x	
Carapellucci und Gior- dano (2012)	2011		x	x		
Fürstenwerth et al. (2014)	2013-2050		x	x	x	
Hermann et al. (2014)	2014-2050	x		x		
Hey (2012)	2011-2012		x			x
Jentsch et al. (2014)	2050		x	x	x	
Joest et al. (2009)	2000-2050	x			x	
McKinsey (2010)	2010-2050	x			x	
Michaelis et al. (2014a)	2030		x	x	x	
Müller-Syring et al. (2013)	2013-2050	x			x	
Nitsch et al. (2012)	2030-2050		x	x	x	
Noack et al. (2015)	2025-2050		x	x	x	
Regett et al. (2014)	2010-2013		x		x	x
Smolinka et al. (2011)	2011-2030	x			x	
Sachverständigenrat für Umweltfragen (2010)	2010-2050		x	x	x	
Stolzenburg et al. (2014)	2020-2030		x	x	x	

Berücksichtigt werden muss, dass die Tabelle 2.3 die untersuchten Quellen vereinfacht darstellt, damit eine bessere Einschätzung der Literatur hinsichtlich der für die vorliegende Arbeit relevanten Kriterien erfolgen kann. Die eingesetzten Methoden und die getroffenen Systemgrenzen und Schwerpunkte unterscheiden sich zwischen den Veröffentlichungen teils deutlich, was für diese Klassifikation jedoch nicht ausschlaggebend ist.

Anhand der Tabelle wird deutlich, dass es noch keine Veröffentlichung gibt, die für die Zukunft variierende Strompreise ermittelt und die Erlösmöglichkeiten in allen drei genannten Bereichen berücksichtigt. Da sich die Teilnahme bzw. der Absatz an den Märkten gegenseitig beeinflussen und die Entscheidung für eine Betriebsweise wiederum Einschränkungen für eine andere Absatzmöglichkeit bedeuten können, sind auch die Wechselwirkungen zwischen den Märkten durch die bestehende Literatur noch nicht umfassend untersucht. Ziel dieser Arbeit es es daher, diese Lücke zu füllen und die genannten Aspekte bei der Bewertung einer Investitionsentscheidung in einen Elektrolyseur zu berücksichtigen.

3 Modellierung von Spotmarktpreisen

Einleitung

Um den zukünftigen Einsatz eines Elektrolyseurs am Spotmarkt ökonomisch bewerten zu können, wird ein Modell benötigt, mit dem die Preisbildung am Spotmarkt unter geänderten Rahmenbedingungen abgebildet werden kann. In diesem Kapitel werden daher bestehende Modellansätze vorgestellt, die Entwicklung des für diese Arbeit verwendeten Modells wird beschrieben und die Modellgüte wird bewertet. Zu Beginn wird zunächst auf die Ausgestaltung des Spotmarktes eingegangen, um die grundlegende Funktionsweise dieses Marktes aufzuzeigen, siehe Kapitel 3.1. Anschließend wird in Kapitel 3.2 ein geeigneter Modellierungsansatz ausgewählt. Dabei wird schrittweise vorgegangen. Zunächst werden die Anforderungen an die Modellierung für diese Arbeit bestimmt, um anschließend bestehende Ansätze vorzustellen und darunter anhand der definierten Kriterien die am besten geeignete Methodik festzulegen. Da das Modell negative Preise und positive Preisspitzen abbilden soll, wird zudem explizit auf Methoden eingegangen, die deren Modellierung ermöglichen. Der Modellaufbau wird in Kapitel 3.3 beschrieben und geht auf die allgemeine Struktur, die Speicheroptimierung sowie die Entwicklung des Ansatzes zur Modellierung der Preisspitzen ein. Um die Güte des Modells zu bestimmen, wird es in Kapitel 3.4 anhand ausgewählter Kenngrößen validiert. Hierbei werden die simulierten Spotmarktpreise, die damit verbundene Zusammensetzung der Stromerzeugung sowie die resultierenden CO₂-Emissionen den realen Werten vergangener Jahre gegenübergestellt.

3.1 Funktionsweise des Spotmarktes

Der Spotmarkt der EPEX SPOT SE (European Power Exchange) ist die Handelsplattform für Day-Ahead-Produkte. Deutschland und Österreich bilden eine gemeinsame Preiszone, in der Stunden- und Blockkontrakte für den Folgetag gehandelt werden. Die physische Erfüllung ist auf fünf Marktzone aufgeteilt, die mit den Regelzonen der vier deutschen und des österreichischen Übertragungsnetzbetreibers übereinstimmen. Im Jahr 2014 wurden 263 TWh Strom am Spotmarkt gehandelt, was in etwa der Hälfte der deutschen Nettostromnachfrage entspricht (vgl. IEE, 2016). Ein Großteil der Nachfrage wird somit an anderen Marktplätzen oder außerbörslich gehandelt und der Spotmarkt dient v.a. einer kurzfristigen Optimierung der Stromerzeugungskapazitäten, um auf Änderungen im

Stromnachfrageverhalten oder im wetterbedingten Stromangebot zu reagieren (vgl. Däuper und Zenke, 2015, S. 65). Dennoch wird das Marktergebnis des Day-Ahead-Marktes als Referenzpreis für Stromverträge verwendet, da es zum einen durch das Auktionsmodell einen eindeutigen und öffentlichen Marktpreis gibt, der zur Orientierung herangezogen werden kann, und zum anderen die Liquidität im Vergleich z.B. zum Intradaymarkt mit einem Volumen von ca. 26 TWh in 2014 deutlich größer ist (vgl. Däuper und Zenke, 2015, S. 65, 79 f.; EPEX SPOT, 2015b).

Bei der täglichen Auktion muss bis 12 Uhr ein Gebot mit einem Mindestvolumen von 0,1 MW und einem Preis zwischen -500 €/MWh und 3.000 €/MWh platziert werden (vgl. SPOT, 2015d). Mit einer zweiseitigen, geschlossenen Auktion wird der Markträumungspreis anhand des Kurvenschnittpunktes der sortierten Angebots- und Nachfragegebote ermittelt. In der Theorie des vollkommenen Wettbewerbes werden die Preise am Spotmarkt grenzkostenbasiert gebildet, was dazu führt, dass die Kraftwerke ihre Strommengen auf Basis ihrer variablen Erzeugungskosten anbieten (vgl. Genoese, 2010, S. 73 nach Weber, 2005). Da der Preis ein Einheitspreis und für alle Marktteilnehmer identisch ist, können Kraftwerke, deren Gebot unterhalb des Spotmarktpreises liegt, zusätzliche Erlöse generieren, die zur Fixkostendeckung genutzt werden. Dies gilt insbesondere für Grundlastkraftwerke. Spitzenlastkraftwerke, die zu Spitzenlastzeiten preissetzend sind, müssen mit einem Preisaufschlag anbieten, um Erlöse zu erzielen, die über die Deckung der variablen Kosten hinausgehen (vgl. Genoese, 2010, S. 73). Durch diese Preisgestaltung ergibt sich bei einem hohen Preisniveau der Anreiz, Investitionen in neue Erzeugungseinheiten zu tätigen, bzw. bei einem Überangebot, Erzeugungsleistung aus dem Markt zu nehmen. Eine detaillierte Beschreibung der Preiswirkung auf Investitionen bieten z.B. Winkler et al. (2013, S. 238ff.) und Genoese (2010, S. 73ff.).

Das Auftreten extremer positiver Preise war in den vergangenen Jahren relativ selten zu beobachten, was u.a. damit zusammenhängt, dass derzeit auf Erzeugungsseite Überkapazitäten bestehen und somit am Spotmarkt ein tendenziell niedriges Preisniveau vorliegt, das keine neuen Investitionen anreizt (vgl. Winkler et al., 2013, S. 238). Durch den steigenden Anteil erneuerbarer Energien nehmen jedoch Situationen mit niedriger Residuallast zu, die in Kombination mit einem hohen Anteil an unflexibler Stromerzeugung zu negativen Preisgeboten führen können (vgl. EPEX SPOT, 2015a). Mehrere Gründe für negative Preisgebote sind hier zu nennen, siehe dazu auch Höfling et al. (2015, S. 15 ff.). Auf Seiten der Betreiber thermischer Kraftwerke sind die technischen Restriktionen entscheidend, die eine flexible Fahrweise einschränken. Sie bieten zu negativen Preisen, wenn es für sie wirtschaftlich vorteilhafter ist, für einen kurzen Zeitraum die Stromabnehmer zu bezahlen, anstatt die Produktion in dieser Zeit herunter- und anschließend wieder hochzufahren. Das kurzfristige Herunterfahren kann zum einen bedeuten, dass die Anlage in folgenden Stunden mit positivem Deckungsbeitrag noch nicht wieder einsatzbereit ist, und kann zum anderen zu Kosten beim anschließenden Hochfahren führen. Ein weiterer Grund für negative Preisgebote kann aus einer vertraglichen Verpflichtung z.B. für die Regelleistungsvorhaltung oder die Wärmebereitstellung resultieren. Um diese zu erfüllen, muss der Anlagenbetreiber den Strom vermarkten und wird abwägen, ob die Erlöse

aus der Regelleistungsvorhaltung oder Wärmebereitstellung die Verluste am Spotmarkt kompensieren. Als letzter Grund sind regulatorische Vorgaben zu nennen. Betreiber von Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien, die an der Direktvermarktung teilnehmen, erhalten eine Marktprämie für jede eingespeiste Kilowattstunde. Negative Preisgebote sind für sie solange wirtschaftlich vertretbar, bis die Preise betragsmäßig die Marktprämie übersteigen.

Seitens der EU Kommission wird in den „Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020“ gefordert, keine Anreize zu setzen, Strom aus erneuerbaren Energien zu erzeugen, wenn negative Preise vorliegen. Da, wie eben erläutert, durch die Marktprämie der Anreiz jedoch gegeben ist, legt §24 EEG 2014 fest, dass sich im Falle von negativen Preisen in mindestens sechs aufeinanderfolgenden Stunden der anzulegende Wert für die Einspeisung aus erneuerbaren Energien für den gesamten Zeitraum auf null reduziert. Dies gilt für Windenergieanlagen ab einer Leistung von 3 MW und sonstige Anlagen ab einer Leistung von 500 kW und einer Inbetriebnahme ab dem 1. Januar 2016. Für sie wird in den genannten Stunden keine Marktprämie ausgezahlt (vgl. Höfling et al., 2015, S. 4). Zwischen 2012 und 2014 sind lediglich 10 Zeiträume festzustellen, in denen die Regelung zutreffend wäre (vgl. Höfling et al., 2015, S. 26). Zukünftig könnten solche Situationen jedoch zunehmen. Die Regelung wird jedoch auch kritisiert, da aus volkswirtschaftlicher Sicht die Kosten der Energiewende erhöht und der Anreiz für die Flexibilisierung der Nachfrageseite durch die Begrenzung negativer Strompreise beschränkt werden könnte (vgl. Höfling et al., 2015, S. 5 und 44). Zum heutigen Zeitpunkt ist somit auch denkbar, dass die Regelung wieder rückgängig gemacht wird.

3.2 Vergleich und Auswahl eines Modellierungsansatzes für Spotmarktpreise

Für die Modellierung zukünftiger Spotmarktpreise werden im Folgenden zunächst die Anforderungen dargelegt, die von dem Modell zu erfüllen sind. Anschließend werden Ansätze vorgestellt und analysiert, die eine Preismodellierung erlauben, und es wird ein Verfahren ausgewählt. Da außerdem die Modellierung von positiven und negativen Preisspitzen für die Bearbeitung der Fragestellung von Relevanz ist, geht ein weiteres Unterkapitel gesondert auf Modellierungsansätze hierfür ein.

3.2.1 Anforderungen an die Modellierung

Die Auswahl eines geeigneten Modellansatzes wird von der Fragestellung bestimmt, die mithilfe des Modells beantwortet werden soll. In Abhängigkeit von der Forschungsfrage können verschiedene Kriterien bestimmt werden, die vom Modell erfüllt werden müssen und es lassen sich Ansätze aussortieren, die diesen Anforderungen nicht entsprechen. Im Folgenden wird auf diese Aspekte eingegangen.

Da sich die Zusammensetzung der Stromerzeugung und somit die Preisniveaus kurz- bis mittelfristig nicht sehr stark ändern werden, ist der Zeithorizont für die Modellierung langfristig. Die Langfristsperspektive ist auch für die Bewertung des Elektrolyseurs geeignet, da Kostensenkungs- und technische Entwicklungspotenziale noch erschlossen werden müssen und hierfür zunächst weitere Forschungs- und Entwicklungsarbeit zu leisten ist (vgl. Müller-Syring et al., 2013, S. 229). Da sich auf lange Sicht die Zusammensetzung der Stromerzeugung und -nachfrage deutlich von der heutigen unterscheiden wird, sollten strukturelle Änderungen in der Modellierung Berücksichtigung finden. Gleichzeitig erfordert die Preismodellierung zumindest eine stündliche Auflösung, um die Schwankungen der Einspeisung aus erneuerbaren Energien sowie der Nachfrage angemessen darzustellen. Da die Preisbildung bei höheren Anteilen erneuerbaren Energien immer stärker von dem fluktuierenden Verlauf beeinflusst wird, ist dieser Aspekt bei der Modellierung zukünftiger Preise sehr wichtig. Außerdem sollte die Modellierung ein ganzes Jahr umfassen, um Saisonalitäten, die gerade zur Bewertung der Speicherfunktion wichtig sind, zu erfassen. Die Speichermöglichkeit von Wasserstoff über Wochen bis Monate kann nur dann bewertet werden, wenn saisonale Unterschiede in der Einspeisung erneuerbarer Energien, der Nachfrage und somit den resultierenden Preisen beachtet werden.

Für den Fall der Rückverstromung sind die Preisspannen zwischen niedrigen und hohen Preisen relevant, da der Speicherbetreiber hierüber seinen Deckungsbeitrag generiert. Dies bedeutet, dass bei der Preismodellierung auf eine adäquate Modellierung der Preisspannen geachtet werden muss. Im Falle der Wasserstoffproduktion ohne Rückverstromung ist die Häufigkeit und Höhe der niedrigen bis negativen Preise wichtig, da der Elektrolyseur insbesondere zu Zeiten niedriger Preise Strom bezieht und die Häufigkeit niedriger und negativer Preise zukünftig zunehmen kann (vgl. Höfling et al., 2015, S. 8). Niedrige Strombezugskosten sind für eine Nachfrageeinheit wie den Elektrolyseur attraktiv, da so die Wasserstoffgestehungskosten kleiner ausfallen und der Wasserstoff zu niedrigeren Preisen am Markt verkauft werden kann. Daher wird die strombasierte Wasserstoffproduktion häufig im Zusammenhang mit dem Auftreten negativer Preise diskutiert (vgl. Fürstenwerth et al., 2014, S. 26).

Bei der Modellierung des Spotmarktes ist insbesondere auf Seiten der konventionellen Erzeuger ein Fokus auf die Berechnung der variablen Kosten zu setzen. Sie sind letztendlich ausschlaggebend für das Preisgebot des Kraftwerkes und bestimmen damit den Spotmarktpreis. Da die Kosten stark von den technischen Eigenschaften der Kraftwerke bestimmt werden, die sich in der Regel mit zunehmendem Inbetriebnahmejahr verbessern, müssen diese Faktoren in die Spotmarktpreisbildung einfließen. Genauso sind aber auch die Eigenschaften, die die Flexibilität limitieren und sich auf den Stromerzeugungsmix und die Preisgebote auswirken, abzubilden. Hierzu zählen z.B. Kraftwerksausfälle, Anfahr- und Mindeststillstandszeiten und Laständerungsgeschwindigkeiten.

Wie in Kapitel 2.2.3 gezeigt wurde, ist die Wasserstoffproduktion mittels Elektrolyse heute in der Regel noch unwirtschaftlich. Durch die Modellierung zukünftiger Spotmarktpreise kann untersucht werden, ob ein wirtschaftlicher Betrieb eines Elektrolyseurs am Spotmarkt unter geänderten Rahmenbedingungen möglich ist. Die Preise am Spotmarkt

dienen dann zur Berechnung der Strombezugskosten des Elektrolyseurs. Neben der ökonomischen Bewertung ist aber auch von Interesse, ob die Wasserstoffproduktion mittels Börsenstrom für die Elektrolyse in einem Energiesystem mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien niedrigere CO₂-Emissionen aufweist als konventionellen Verfahren. Nur wenn dies der Fall ist, kann diese Art der Wasserstoffproduktion auch zur Dekarbonisierung beitragen. Dies bedeutet, dass neben der Berechnung von Strombezugskosten, wofür die Spotmarktpreise benötigt werden, auch die Ermittlung zukünftig anfallender CO₂-Emissionen relevant ist, um die Emissionswirkung der Elektrolyse bewerten zu können. Daher sollte das Modell neben den Spotmarktpreisen auch die CO₂-Emissionen berechnen.

Neben der Kostenseite ist das Erlöspotenzial für die Bewertung des Elektrolyseurs relevant. Die Erlösmöglichkeiten am Sekundärregelleistungsmarkt und die Rückverstromung und Veräußerung des Stroms am Spotmarkt werden daher neben dem direkten Verkauf des Wasserstoffs betrachtet. Aus den Spotmarktpreisen sollte somit auch das Preisniveau für Sekundärregelleistung abgeleitet werden können, wobei auf diese Modellierungsansätze separat in Kapitel 4 eingegangen wird.

Die Untersuchung umfasst, wie bereits erwähnt, vergangene und zukünftige Jahre. Somit müssen Annahmen bzgl. der zukünftigen Rahmenbedingungen im Stromsektor getroffen werden, die mit Unsicherheiten behaftet sind. Dabei ist es nicht das Ziel der Analyse, den exakten Verlauf dieser Entwicklungen zu ermitteln, sondern vielmehr zu zeigen, unter welchen Rahmenbedingungen welches Wirtschaftlichkeitsergebnis für den Elektrolyseur zu erwarten ist. Daher müssen verschiedene Entwicklungspfade untersucht werden, die aus heutiger Sicht als möglich erachtet werden. Anschließend kann dann anhand von Sensitivitäten bewertet werden, wie hoch der Einfluss der verschiedenen Faktoren auf das Wirtschaftlichkeitsergebnis des Elektrolyseurs ist.

3.2.2 Bestehende Modellierungsansätze für Spotmarktpreise

Zur Modellierung von Spotmarktpreisen existieren eine Reihe verschiedener Ansätze. Zur besseren Einordnung der Modelltypen können diese anhand verschiedener Eigenschaften klassifiziert werden, z.B. anhand des Zeithorizontes, des Modellaufbaus oder der angewandten Methodik. In diesem Kapitel wird ein Überblick über unterschiedliche Modellklassifikationen gegeben und die dazugehörigen Modellansätze werden vorgestellt.

Ein Energiemodell beschreibt im Allgemeinen die systemtechnische Modellierung von Energiesystemen (vgl. Müller und Bihn, 2002, S. 27). Grundsätzlich können Klassen für Energiemodelle anhand ihres Planungshorizontes abgegrenzt werden (vgl. Möst und Fichtner, 2009, S. 15). Modelle mit kurzfristigem Planungshorizont von bis zu einem Jahr werden u.a. von Energieversorgern eingesetzt, um den stündlichen Einsatz ihrer Kraftwerke zu bestimmen. Der Fokus liegt hierbei auf der detaillierten Abbildung der technischen Charakteristika des Kraftwerksportfolios (vgl. Möst und Fichtner, 2009, S. 15 f.). Modelle mit mittel- bis langfristigen Planungshorizonten von bis zu 50 Jahren dienen hingegen der Entscheidungsfindung, beispielsweise bei Investitionsentscheidungen eines Energieversorgers, oder bei der Bewertung politischer Maßnahmen (vgl. Möst und Fichtner, 2009,

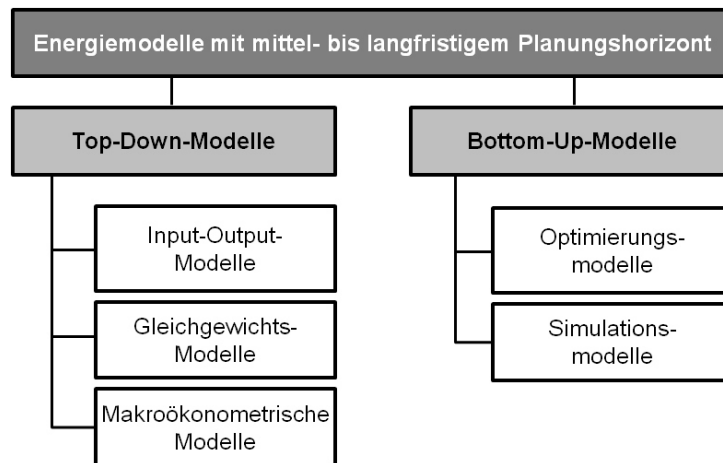


Abbildung 3.1: Modellklassen mit mittel- bis langfristigem Planungshorizont, in Anlehnung an Sensfuß, 2007, S. 24, Möst und Fichtner, 2009, S. 18; Genoese, 2013, S. 81

S. 16). Da für die vorliegende Forschungsfrage die Langfristperspektive von Relevanz ist, werden die Modelle der letztgenannten Modellklasse im Folgenden vorgestellt.

Eine gängige Einteilung von Energiemodellen mit langfristigem Planungshorizont unterscheidet nach Top-Down- und Bottom-Up-Ansätzen (vgl. Möst und Fichtner, 2009, S. 18; Sensfuß, 2007, S. 24; Müller und Bihn, 2002, S. 27). Abbildung 3.1 gibt hierzu einen Überblick. Top-Down-Modelle betrachten das Energiesystem aus einer gesamtwirtschaftlichen Perspektive und haben oft das Ziel, volkswirtschaftliche Fragestellungen zu beantworten, beispielsweise Auswirkungen bestimmter Maßnahmen auf Arbeitsplätze, Bruttowertschöpfung und Wertschöpfungsverschiebungen zwischen verschiedenen Sektoren (vgl. Müller und Bihn, 2002, S. 27). Anhand von Produktionsfunktionen werden die Produktionsbedingungen auf aggregiertem Level untersucht und Elastizitäten bestimmt. Diese zeigen an, wie z.B. einzelne Sektoren im Energiesystem auf Marktveränderungen reagieren und werden aus Vergangenheitswerten abgeleitet (vgl. Möst und Fichtner, 2009, S. 17; Müller und Bihn, 2002, S. 27). Die Auswirkungen zukünftiger struktureller Veränderungen lassen sich daher mit diesem Ansatz kaum analysieren. Außerdem ist der Detaillierungsgrad der Modelle gering, da bei Abbildung einzelner Technologien die Komplexität des Modells deutlich steigen würde. Top-Down-Ansätze eignen sich jedoch gut, um das Zusammenspiel verschiedener Sektoren oder geographischer Regionen zu analysieren. Zu den Top-Down-Modellen zählen Input-Output-Modelle, Gleichgewichtsmodelle und makroökonomische Modelle (vgl. Möst und Fichtner, 2009, S. 18; Sensfuß, 2007, S. 24). Input-Output-Modelle fokussieren sich auf die Abbildung von Sektoren und deren Verflechtungen und werden meist zur Bewertung der Auswirkungen von Politikansätzen verwendet (vgl. Möst und Fichtner, 2009, S. 17). Gleichgewichtsmodelle beschreiben Beziehungen zwischen Teilmärkten mit Angebots- und Nachfragefunktionen und werden z.B. im Rahmen von Beratungen im Bereich der Klimaschutzpolitik eingesetzt (vgl. Möst und Fichtner, 2009, S. 17). Makroökonomische Modelle werden anhand empirischer Daten kalibriert und zeigen, welche Größen auf die wirtschaftliche Entwicklung Einfluss nehmen. Anhand dieser Einflussfaktoren können Auswirkungen auf die Wirtschaft untersucht wer-

den, die sich bei geänderten Rahmenbedingungen ergeben (vgl. Sensfuß, 2007, S. 24).

Bottom-up Ansätze haben einen technologischen Fokus und versuchen Auswirkungen aufzuzeigen, die sich durch den Einsatz von ausgewählten Technologien ergeben, beispielsweise auf Emissionen oder Preise. Dazu bildet der Bottom-Up-Ansatz die technischen Spezifika einzelner Technologien sehr genau ab, so dass das System anhand der prozess-technischen Strukturen nachgebildet wird (vgl. Möst und Fichtner, 2009, S. 18). Im Gegensatz zu den Top-Down-Modellen, die eine Sicht auf die Gesamtwirtschaft wiedergeben, setzen Bottom-Up-Modelle das zu analysierende System aus dessen einzelnen Bestandteilen zusammen. Der Vorteil liegt darin, dass strukturelle Änderungen, die sich z.B. durch technische Weiterentwicklungen oder geänderte Rahmenbedingungen ergeben, gut dargestellt werden. Allerdings sind die Modelle aufgrund der Detailtreue meist auf einen Teil des Energiesystems begrenzt, weshalb sie auch als Partialmodelle bezeichnet werden (vgl. Möst und Fichtner, 2009, S. 18). Die Wechselwirkungen mit anderen Sektoren werden dadurch oft vernachlässigt. Wie Abbildung 3.1 zeigt, lassen sich Bottom-Up-Modelle weiter aufteilen in Optimierungs- und Simulationsmodelle (vgl. Möst und Fichtner, 2009, S. 18; Sensfuß, 2007, S. 24; Genoese, 2010, S. 84 ff.).

Optimierungsmodelle haben gemein, dass aus Sicht eines zentralen Planers Entscheidungen getroffen werden, deren Ziel in der Regel eine Kostenminimierung ist. Ein typischer Optimierungsansatz ermittelt z.B. die minimalen Ausgaben für die Stromerzeugung und für den Zubau weiterer Erzeugungskapazitäten (vgl. Genoese, 2013, S. 83). Optimierungsmodelle bestimmen somit den optimalen Pfad, z.B. den Ausbau von Erzeugungseinheiten, unter einem Zielkriterium bzw. verschiedenen Zielkriterien und exogen vorgegebenen Rahmenbedingungen wie Energieträgerpreis- oder Nachfrageentwicklungen. Bei vollkommenem Wettbewerb und vollständiger Information für alle Marktteilnehmer entspricht das Ergebnis dieser Optimierung den Entscheidungen aller einzelnen Akteure. Dabei wird ein großer Detaillierungsgrad bei den technologischen Spezifika ermöglicht. Methodisch werden die Modelle meist als gemischt-ganzzahlige Optimierungsprobleme formuliert und Nichtlinearitäten werden stückweise in lineare Funktionen umgeschrieben, um die Komplexität und damit die Rechenzeit zu begrenzen (vgl. Genoese, 2010, S. 85). Optimierungsmodelle sind in der Energiesystemanalyse weit verbreitet. Viele Forschungseinrichtungen, aber auch Unternehmen haben Optimierungsmodelle aufgesetzt, die über Jahre kontinuierlich weiterentwickelt wurden. Beispiele hierfür sind das Modell PERSEUS (Programme Package for Emission Reduction Strategies in Energy Use and Supply) der Universität Karlsruhe, das Modell ELTRAMOD (Electricity Transshipment Model) der Technischen Universität Dresden, das Modell BALMOREL (Baltic Model of Regional Electricity Liberalization), das im Rahmen des Dänischen Energieforschungsprogramm aufgesetzt wurde, sowie die Modellfamilie MARKAL/TIMES (Market Allocation/The Integrated MARKAL/EFOM System), die u.a. von der International Energy Agency und der Universität Stuttgart verwendet wird. Eine Übersicht über diese Modelle und eine kurze Beschreibung findet sich z.B. in ESA² GmbH (2016), Genoese (2013, S. 84 ff.) und Schönfelder et al. (2011, S. 31 f.).

Das Ziel von Simulationsmodellen ist es, Effekte aufzuzeigen, die sich aus gegebenen Handlungsoptionen ableiten (vgl. Möst und Fichtner, 2009, S. 20). Es können für

verschiedene Rahmenbedingungen die zeitlichen Entwicklungen eines Systems simuliert und gegenübergestellt werden, so dass die Auswirkungen unterschiedlicher Entscheidungen deutlich werden. In der Regel werden mehrere zukünftige Entwicklungen simuliert, um anhand der Ergebnisse Handlungsempfehlungen für die Entscheidungsfindung in der Gegenwart abzuleiten. Der Ansatz erlaubt auch die Abbildung von Akteuren, für die Entscheidungsregeln hinterlegt werden können, z.B. durch Multi-Agenten-Modelle (vgl. Sensfuß, 2007, S. 29 f.). Durch die Modellierung von sog. Agenten lässt sich mit diesem Modelltyp imperfekter Wettbewerb abbilden, indem die Marktteilnehmer so abgebildet sind, dass sie beschränkten Zugang zu Informationen erhalten und strategisch nach ihren eigenen Interessen handeln. Marktunvollkommenheiten können außerdem mit System Dynamics Modellen erfasst werden, die die Wirkzusammenhänge einzelner technologischer Komponenten eines Systems erfassen (vgl. Enzensberger, 2003, S. 49). Ein Vertreter der Simulationsmodelle ist das Modell PowerACE, das ursprünglich in einer Kooperation der Universität Karlsruhe, der Universität Mannheim und des Fraunhofer-Instituts für System- und Innovationsforschung ISI konzipiert wurde (vgl. Genoese, 2010, S. 110; Sensfuß, 2007, S. 54; ESA² GmbH, 2016). Das Modell wurde anschließend an den einzelnen Instituten weiterentwickelt und auf verschiedene Fragestellungen angewandt, z.B. zur Bewertung von Energiespeichern und Elektrofahrzeugen (vgl. Genoese, 2013; Dallinger, 2013). Auf Basis des Simulationsmodells PowerACE ist darüber hinaus das Optimierungsmodell enertile entstanden, das den Kraftwerksausbau europaweit modelliert (vgl. Pfluger, 2014; Fraunhofer ISI, 2017).

Allgemein sind die Systemgrenzen der beschriebenen Energiemodelle sehr unterschiedlich gewählt. Die Preismodellierung ist bei vielen Modellen nur ein Bestandteil, d.h. das Modell dient nicht dem alleinigen Zweck der Preismodellierung, gibt die Preise aber als eines von mehreren Ergebnissen aus. Ansätze, die speziell zur Modellierung von Spotmarktpreisen geeignet sind, werden in einer Einteilung von Weber (2004) klassifiziert. Demnach können zwei Modellarten unterschieden werden, theoretisch und empirisch begründete Modelle, siehe Abbildung 3.2. Theoretisch begründete Modelle können dabei auf historischen Daten aufbauen, hängen aber nicht so stark von exogenen Daten ab, wie das bei empirischen Ansätzen der Fall ist. Zu der Modellart der theoretisch begründeten Modelle zählen Fundamental-, Finanz- und spieltheoretische Modelle. Fundamentalmodelle sind dazu geeignet, strukturelle Eigenschaften des Kraftwerksparks, der Nachfrage und des Stromnetzes abzubilden. Sie entsprechen den zuvor diskutierten Bottom-Up-Modellen, da die fundamentale Struktur des Energiesystems durch die detaillierte Betrachtung von Einzeltechnologien erfasst wird. Bei Finanzmodellen steht die Analyse der Preisschwankungen im Fokus, weshalb sie v.a. zur Options- und Risikobewertung eingesetzt werden. Zur Bewertung strategischen Verhaltens z.B. bei Marktmacht einzelner Akteure, werden spieltheoretische Modelle verwendet (vgl. Weber, 2004, S. 31). Die empirisch begründeten Modelle beinhalten statistische und ökonometrische Modelle, wie z.B. Regressionsansätze oder Zeitreihenanalysen, die Strombörsenpreise in Abhängigkeit von Vergangenheitswerten sowie externer Faktoren ermitteln. Diese Ansätze sind ähnlich zu den Finanzmodellen, allerdings werden stochastische Ansätze bei statistischen und ökonometrischen Modellen meist nicht in der gleichen Tiefe betrachtet. Dafür werden die erklärenden Variablen und

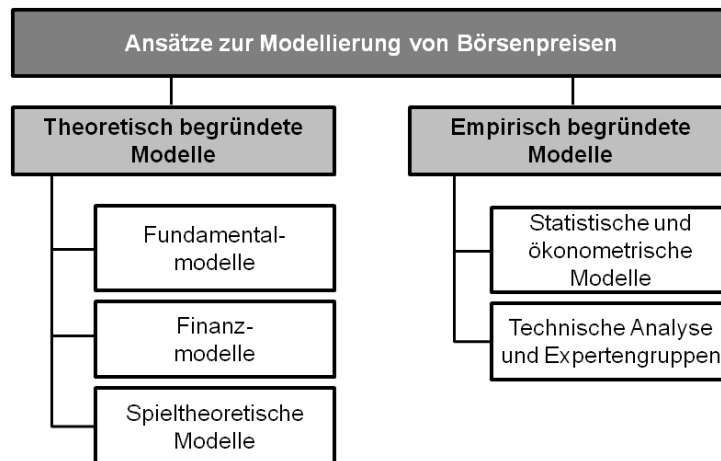


Abbildung 3.2: Modellklassen für die Modellierung von Börsenpreisen, in Anlehnung an Weber, 2004, S. 31

somit die Einflüsse von externen Faktoren genauer untersucht. Als weitere empirisch motivierte Ansätze werden die technische Analyse und Expertengruppen genannt, bei denen erfahrene Spezialisten die zukünftigen Preise aus historischen Preisentwicklungen ableiten (vgl. Weber, 2004, S. 31 f.).

Anhand dieses Modellüberblicks wird die Vielzahl an Ansätzen und Klassifizierungsmöglichkeiten deutlich. Dabei sei darauf hingewiesen, dass diese Übersicht die Modelltypen auf ihre wesentlichen Eigenschaften reduziert, um den Vergleich der wichtigsten Modellmerkmale und die darauf aufbauende Auswahl eines Ansatzes zu ermöglichen. In der zitierten Literatur finden sich detailliertere Beschreibungen der einzelnen Modelle. Generell ist es wichtig, die Auswahl des Modelltyps immer in Abhängigkeit der Anforderungen zu treffen, die an das Modell gestellt werden. Der Vergleich zeigt, dass eine erste Einteilung anhand des Planungshorizontes und der Sichtweise (Top-Down oder Bottom-Up) getroffen werden kann. Innerhalb dieser Kategorien sind dann noch weitere Unterteilungen z.B. in Optimierungs- und Simulationsansätze möglich. Alternativ kann die Modellauswahl auch anhand der methodischen Einteilung in empirisch und theoretisch motivierte Modelle getroffen werden. Allgemein spielt bei der Modellwahl die Datenverfügbarkeit eine große Rolle, da z.B. für die Anwendung statistischer und ökonometrischer Modelle eine ausreichende Menge bzw. Zeitreihe mit historischen Daten vorliegen muss.

3.2.3 Auswahl des Modellierungsansatzes

Aus dem Modellüberblick wird deutlich, dass Umfang und Zielsetzung der Modelle sehr verschieden sind. Werden die Modellarten den in Kapitel 3.2.1 diskutierten Anforderungen gegenübergestellt, zeigt sich, dass sich die Bottom-Up- bzw. Fundamentalmodelle für die Beantwortung der vorliegenden Fragestellung am besten eignen. Sie bilden langfristige, strukturelle Entwicklungen im Stromsystem ab, berücksichtigen dabei technische Details und eine stündliche Auflösung der Stromerzeugung und können auch die Höhe der CO₂-Emissionen ausgeben. Daneben wird in den Anforderungen deutlich, dass es nicht Ziel

der Untersuchung ist, optimale, sondern verschiedene, mögliche Entwicklungspfade des Stromsektors zu untersuchen, was für den Einsatz eines Simulationsmodells spricht. Im Rahmen einer Szenarioanalyse können mit einem Simulationsmodell alternative Zukunftsszenarien modelliert und verglichen werden (vgl. Dieckhoff et al., 2014, S. 4 ff.). Für die Bewertung des Elektrolyseureinsatzes bietet sich diese Vorgehensweise an, um die Wirtschaftlichkeit seines Betriebs unter verschiedenen Rahmenbedingungen zu untersuchen und die wichtigsten Einflussfaktoren auf die Rentabilität zu identifizieren.

Die Schwankungsintensität und die Extremwerte werden in Fundamentalmodellen jedoch häufig unterschätzt (vgl. Weigt und von Hirschhausen, 2008, S. 4231; Genoese, 2013, S. 149). Positive Preisspitzen entstehen u.a. bei einer kurzfristigen Knappheitssituation auf der Angebotsseite, z.B. durch gleichzeitige Kraftwerksausfälle oder aufgrund einer unerwarteten Verteuerung des Angebots, z.B. bei einem geringem Angebot an Kühlwasser (vgl. Zenke et al., 2015, S. 25; Genoese, 2013, S. 149). Diese Effekte sind in Fundamentalmodellen oft nicht abgebildet, da sie nicht in den Eingangsdaten enthalten sind. Das gilt in ähnlicher Weise für negative Preise. Deren Modellierung ist in Fundamentalmodellen häufig vereinfacht umgesetzt, da die Einflussfaktoren und komplexen Entscheidungsprozesse, die letztendlich zu einem negativen Preisgebot führen, fundamental schwer zu modellieren sind, siehe Kapitel 3.1. Das Angebotsverhalten eines einzelnen Akteurs und dessen Bereitschaft, in bestimmten Situationen ein negatives Preisgebot abzugeben, ist im Fundamentalmodell in der Regel nicht integriert. Häufig werden negative Preise im Modell erst bei negativer oder sehr niedriger Residuallast erzielt (vgl. Genoese, 2013, S. 149). In der Realität traten negative Preise aber auch auf, ohne dass ein Überschuss aus erneuerbaren Energien vorlag.

Nach Weber (2004) ist es theoretisch möglich, sämtliche Fluktuationen, die fundamental auftreten, in der Modellierung zu berücksichtigen, da bspw. Laständerungen oder Kraftwerksausfälle durch Monte-Carlo-Simulationen als Zufallsexperiment in großer Zahl und verschiedenen Kombinationen wiedergegeben werden können. Jedoch würden selbst bei perfekter Modellierung fundamentaler Einflussfaktoren nicht alle Schwankungen abgebildet werden, da ein Teil von ihnen durch das Handeln der Marktteilnehmer selber verursacht wird (vgl. Weber, 2004, S. 39 f.). Das Handeln der Teilnehmer ist z.B. von Erfahrungen aus der Vergangenheit und der Einschätzungen von Marktentwicklungen abhängig, die fundamental schwer darstellbar sind. Nicolosi et al. (2010) schreiben hierzu: „[Es] kann selbst bei Verfügbarkeit aller benötigten Daten nicht im Detail das Bietverhalten der Marktakteure auf Basis fundamentaler Zusammenhänge erklärt werden. Die Fundamentalanalyse von Preisen und Grenzkosten stößt bereits bei positiven Strompreisen aus Gründen der Datenverfügbarkeit an Grenzen. Die Preissensitivität im negativen Preisbereich scheint aufgrund systemstabilitätsrelevanter Aspekte wesentlich empfindlicher zu sein, was eine Erklärung der exakten Preishöhe sehr schwierig macht“. Die Modelle können aber um ergänzende Ansätze erweitert werden, um auch die nicht fundamental erklärbaren Schwankungen zumindest teilweise zu integrieren. Im folgenden Unterkapitel werden Ansätze vorgestellt, die mit dem Fundamentalmodell kombinierbar sind und die Abbildung von Preisspitzen und negativen Preisen ermöglichen.

3.2.4 Ansätze zur Modellierung von Preisspitzen und negativen Preisen

Bisher wurde in Fundamentalmodellen insbesondere die Abbildung positiver Preisspitzen explizit berücksichtigt, da negative Preise erst in den letzten Jahren seit dem verstärkten Ausbau erneuerbarer Energien aufgetreten sind. Bei weiterhin steigenden Anteilen erneuerbarer Energien ist es jedoch möglich, dass sich diese Ereignisse häufen (vgl. Höfling et al., 2015, S. 8). Insofern sollten Energiemodelle negative Preise abbilden können. Im Folgenden wird auf bestehende Ansätze zur Modellierung positiver Preisspitzen und negativer Preise eingegangen. Dabei wird auch untersucht, in welchen Situationen positive und negative Preisspitzen bisher zu beobachten waren.

Bei der Modellierung von Spotmarktpreisen mit einem Fundamentalmodell wird häufig ein sog. Mark-Up-Faktor eingesetzt, der in Abhängigkeit von der verfügbaren Erzeugungskapazität und Nachfrage einen fixkostenbasierten Preiszuschlag in das Gebot einkalkuliert (vgl. Genoese et al., 2009, S. 149 ff.; Genoese, 2010, S. 121 f.; Sensfuß, 2007, S. 76 f.). Der Mark-Up nimmt unterschiedliche Werte an, je nachdem welcher Wert des Knappheitsfaktors in der betrachteten Stunde vorliegt (vgl. Genoese et al., 2009, S. 150). Der Knappheitsfaktor ist hier als der Quotient aus der verfügbaren Erzeugungskapazität und der Residuallast definiert, d.h. der Last abzüglich der fluktuierenden Einspeisung aus erneuerbaren Energien (vgl. Sensfuß, 2007, S. 76). Ein niedriger Wert bedeutet, dass relativ wenig Erzeugungsleistung zur Deckung der Residuallast zur Verfügung steht, während ein hoher Wert anzeigt, dass mehr Erzeugungskapazität vorhanden ist, als zu dem Zeitpunkt benötigt wird. Abbildung 3.3 zeigt den Zusammenhang zwischen den Spotmarktpreisen von 2012 bis 2014 und den entsprechenden Knappheitsfaktoren. Zur besseren Unterscheidung der positiven und negativen Preisspitzen von den restlichen Preisen sind sie schwarz eingefärbt. Als positive Preisspitze sind hierbei 1 % der Preise markiert, die die höchsten Ausprägungen aufweisen. Warum die Auswahl auf 1 % gesetzt wird, wird in Kapitel 3.3.3 erläutert. Es zeigt sich, dass positive Preisspitzen zu beobachten sind, wenn der Knappheitsfaktor unter 1,79 fällt und negative Preise treten ab einem Faktor von 2,92 auf. Der Preiszuschlag nimmt dementsprechend hohe Werte an, wenn ein niedriger Knappheitsfaktor vorliegt und sinkt auf 0 €/MWh, wenn ein hoher Knappheitsfaktor eine mögliche Überschusssituation anzeigt. Durch Berücksichtigung dieses Aufschlags ergeben sich bei der Simulation historischer Jahre zu Spitzenlastzeiten höhere Spotmarktpreise, die näher am real beobachteten Preis liegen.

Die Abbildung verdeutlicht jedoch auch, dass der Knappheitsfaktor nicht allein ausschlaggebend ist für eine positive oder negative Preisspitze, denn es gibt unter- und oberhalb der genannten Grenzen des Faktors auch Preise, die nicht extreme Werte aufweisen. Die Verwendung eines Preiszuschlags bzw. -abschlags, der nur von der Knappheitssituation abhängt, unterstellt damit, dass alle simulierten Preise mit gleichem Knappheitsfaktor die tatsächlichen Preise um den jeweils gleichen Wert unterschätzen (bei positiven Preisspitzen) bzw. überschätzen (bei negativen Preisspitzen). Dies kann dazu führen, dass durch den Auf- bzw. Abschlag ein Teil der Preise fälschlicherweise auf- bzw. abgewer-

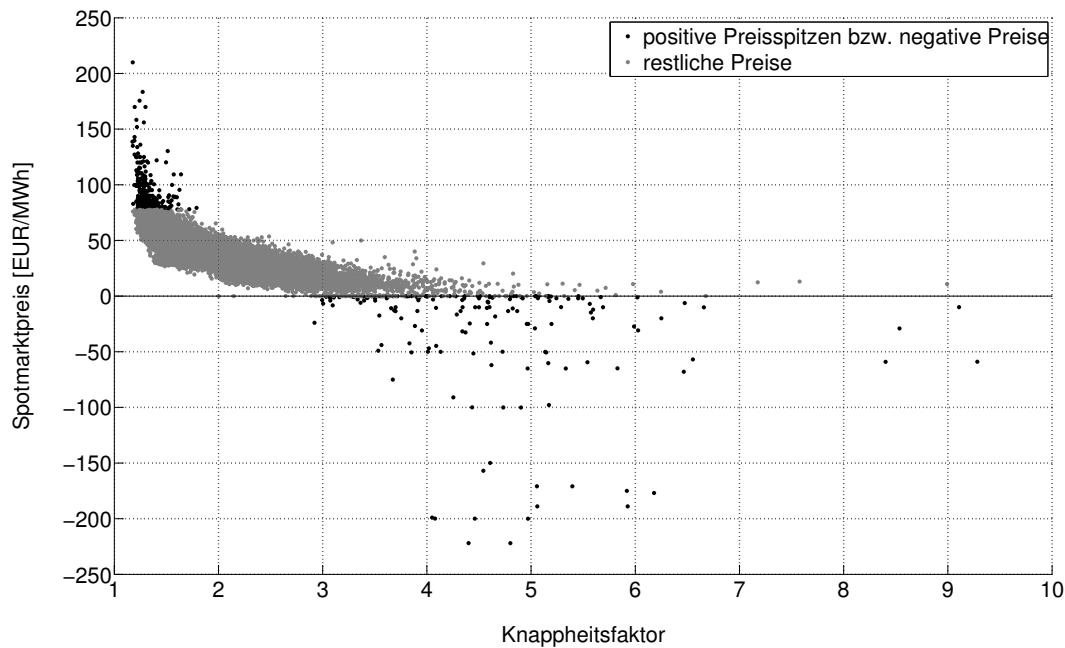
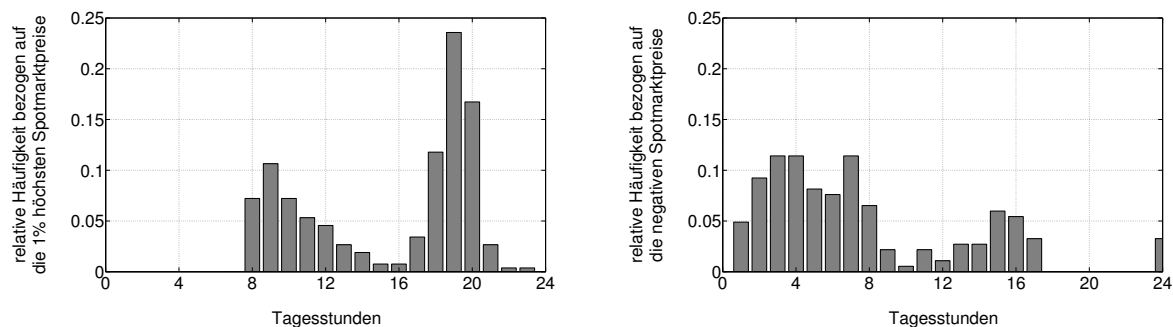


Abbildung 3.3: Zusammenhang von Spotmarktpreisen und korrespondierenden Knappheitsfaktoren in den Jahren 2012 bis 2014

tet wird. Daher empfiehlt es sich, weitere Einflussfaktoren, die zu Preisspitzen führen, einzubeziehen.

In der Literatur sind als weitere Einflussgrößen der Wochentag und die Tageszeit genannt (vgl. Keles, 2013, S. 87; Höfling et al., 2015, S. 21 f.; Genoese et al., 2010, S. 1). Der Zusammenhang zwischen der Tageszeit und den Preisspitzen wird deutlich, wenn die Verteilung der positiven Preisspitzen und der negativen Preise auf die Stunden analysiert wird, siehe Abbildung 3.4. Positive Preisspitzen sind v.a. tagsüber zu beobachten und werden überhaupt nur zwischen der 8. (d.h. zwischen 7 und 8 Uhr) und der 23. Stunde (d.h. zwischen 22 und 23 Uhr) festgestellt. Grund hierfür ist u.a., dass tagsüber die Stromnachfrage höher ist als nachts und somit bei geringer Einspeisung erneuerbarer Energien leichter Engpässe bei der Strombereitstellung auftreten. Preissprünge können z.B. durch eine unerwartete Wetteränderung hervorgerufen werden, die für einen kurzfristigen Bedarf an elektrischer Kälte- oder Heizenergie sorgt (vgl. Pschick, 2014, S. 124). Negative Preise treten hingegen insbesondere nachts auf, so sind viele negative Werte zwischen der 24. und 8. Stunde zu beobachten. Dies ist darauf zurückzuführen, dass nachts die Stromnachfrage gering ist und bei einer verstärkten Einspeisung erneuerbarer Energien leicht Situationen mit einem Stromüberangebot auftreten können (vgl. Götz et al., 2014, S. 62). Des Weiteren kann eine reduzierte Personalbesetzung während der Nachtstunden beim Kraftwerksbetreiber eine schnelle Anpassung an aktuelle Marktsituationen behindern. Optimierungsgeschäfte werden so vernachlässigt und es kann zu negativen Preisgeboten kommen, die mit Kosten für den Betreiber verbunden sind (vgl. Götz et al., 2014, S. 34).

Preisspitzen sind jedoch nicht nur untertägig, sondern auch innerhalb einer Woche unterschiedlich über die Tage verteilt (vgl. Keles, 2013, S. 87; Höfling et al., 2015, S. 22;



(a) Histogramm für Tagesstunden, in denen die 1 % höchsten Spotmarktpreise aufgetreten sind

(b) Histogramm für Tagesstunden, in denen negative Spotmarktpreise aufgetreten sind

Abbildung 3.4: Verteilung der Stunden mit positiven und negativen Preisspitzen im Zeitraum 2012 bis 2014

Genoese et al., 2010, S. 1). 45 % der negativen Preise treten von 2012 bis 2014 am Sonntag auf, während positive Preisspitzen fast ausschließlich unter der Woche zu beobachten sind. Ein Grund hierfür ist, dass die Stromnachfrage am Wochenende geringer ausfällt als unter der Woche. Daneben werden Day-Ahead-Gebote vor dem Wochenende teilweise früher als um 12 Uhr des vorigen Tages abgegeben, um weniger Mitarbeiter während des Wochenendes oder an den Feiertagen zu beschäftigen (vgl. Götz et al., 2014, S. 33). Hierdurch basieren die Gebote auf Vorhersagen mit tendenziell höheren Prognoseunsicherheiten, was zu einer ungenaueren Einsatzplanung der Kraftwerke führen kann (vgl. Götz et al., 2014, S. 33). Kurzfristige Optimierungsgeschäfte, die eine solche Fehlplanung korrigieren könnten, werden von Unternehmen teils noch zu wenig angereizt bzw. fehlt den Mitarbeitern der Handlungsspielraum, entsprechende Entscheidungen zu treffen (vgl. Götz et al., 2014, S. 34). Dies schränkt die Flexibilität und Reaktionsfähigkeit ein.

Da die Korrelation zwischen Knappheitsfaktor und Wochentag bzw. Tageszeit für die historischen Daten gering ist (Korrelationskoeffizient von $-0,4$ bzw. $-0,3$), lässt sich schließen, dass der Einfluss der zeitlichen Faktoren auf die positiven und negativen Preisspitzen in dem Modellansatz neben dem Knappheitsfaktor berücksichtigt werden sollte. Dazu könnte für positive Spitzen ein Preisaufschlagsfaktor und für negative Preise analog ein Preisabschlagsfaktor eingeführt werden, der in Abhängigkeit von Wochentag, Tageszeit und Knappheitsfaktor auftritt. In der Literatur findet sich ein Ansatz, der diese Idee in ähnlicher Weise aufgreift und zudem noch die Abhängigkeit einer Preisausprägung von dem Preis der Vorstunde berücksichtigt (vgl. z.B. Keles, 2013, S. 70 ff.; Hamilton, 1989; Huisman und Mahieu, 2001). Anhand historischer Preise lässt sich zeigen, dass negative Preisspitzen häufiger auch in mehreren Stunden hintereinander auftreten, was darauf hindeutet, dass die Ausprägung der Vorstunde den Wert der nachfolgenden Stunde beeinflusst (vgl. Höfling et al., 2015, S. 26). Dieses Verhalten wird durch den sog. Regime-Switching-Ansatz abgebildet, der in der Zeitreihenanalyse Einsatz findet (vgl. Keles, 2013, S. 70 ff.; Hamilton, 1989; Huisman und Mahieu, 2001).

Mittels Zeitreihenanalysen können Zeitreihen erstellt werden, die sich aus deterministischen und stochastischen Komponenten zusammensetzen und mit Regime-Switching-

Ansätzen kombiniert werden können (vgl. Keles, 2013, S. 70 ff.). Ziel ist es, bei der Spotmarktpreismodellierung die Charakteristik vergangener Preiszeitreihen zu erfassen und vergleichbare Zeitreihen in hoher Zahl künstlich erzeugen zu können. Mit ihnen können dann z.B. Kraftwerkseinsätze simuliert und Investitionsentscheidungen bewertet werden. Durch den Regime-Switching-Ansatz können sich die Modellierungsergebnisse verbessern, da die Extremwerte besser abgebildet werden und die Schwankungsintensität der simulierten Zeitreihe dem realen Verlauf besser entspricht (vgl. Keles, 2013, S. 97). Allerdings ist dies immer in Abhängigkeit des gewählten Modellansatzes zu prüfen.

Der Regime-Switching-Ansatz geht zurück auf Hamilton (1989), der die Einbindung unterschiedlicher Regime in die Modellierung stochastischer Zeitreihen darlegt. Zwei Zustände sind dabei beschrieben, in denen sich die Ausprägungen befinden können. Mit einer festgelegten Wahrscheinlichkeit wechselt der Prozess von einem Zeitpunkt zum darauffolgenden in den anderen Zustand. Nach einem Wechsel verbleibt der Prozess mit einer bestimmten Wahrscheinlichkeit in diesem neuen Zustand oder springt wieder auf das ursprüngliche Niveau zurück.

Huisman und Mahieu (2001) wenden den Regime-Switching-Ansatz auf Spotmarktpreise an und unterscheiden die Zustände danach, ob sich der Preis im Basisregime, einem Sprungregime oder im Zustand nach einem Sprung und vor der Rückkehr in das Basisregime befindet. Hierdurch werden Preisspitzen im Sprungregime von den restlichen Preisen im Basisregime unterschieden. In weiteren Veröffentlichungen finden sich Varianten und Verfeinerungen dieser Methodik, um die Preissprünge am Spotmarkt möglichst adäquat abzubilden. Dabei lag der Fokus in der Vergangenheit auf der Abbildung positiver Preisspitzen. Bei Geman und Roncoroni (2006) wird zum Zeitpunkt $t + 1$ ein Sprung ins höhere Regime bzw. zurück ins Basisregime in Abhängigkeit davon bestimmt, ob sich der Preis in t unter einem bestimmten Schwellenwert befindet oder darüber. In Burger et al. (2004) werden für die Berechnung der Sprungwahrscheinlichkeiten nicht nur die Ausprägung des Preises der Vorstunde, sondern auch weitere fundamentale Faktoren wie z.B. Lastverläufe und Kraftwerksverfügbarkeiten berücksichtigt. Diese Faktoren sind in Form von stochastischen Prozessen nachgebildet, wobei auch hier Parameter anhand empirischer Daten geschätzt werden. Anstelle einer Merit-Order-Kurve wird eine empirische Funktion verwendet, die diese nachbildet und u.a. von der Last, dem Wochentag und der Tageszeit abhängig ist.

Die Berücksichtigung negativer Preise im Regime-Switching-Ansatz wird in aktuellen Veröffentlichungen aufgegriffen, z.B. in Keles (2013). Neben dem Basisregime werden ein oberes Regime, das sehr hohe Preise enthält, und ein unteres Regime mit sehr niedrigen und auch negativen Preisen eingeführt. In Abhängigkeit von zeitlichen Faktoren und der Ausprägung des Preises in der Vorstunde werden empirische Wahrscheinlichkeiten bestimmt und für die Modellierung von Preiszeitreihen verwendet (vgl. Keles, 2013, S. 85 ff.). Das Auftreten von Preisspitzen und negativen Preisen kann hierdurch besser abgebildet werden (vgl. Keles, 2013, S. 98 ff.). Dabei wird die Zeitreihe, die den grundsätzlichen Verlauf ohne Preisspitzen abbildet, aus deterministischen Komponenten und stochastischen

Prozessen zusammengesetzt. Dies dient dem Zweck, Zeitreihen zu erstellen, die die Charakteristik aktuell beobachteter Zeitreihen aufweisen. Eine Simulation von Preiszeitreihen, die langfristig entstehen können, ist damit nicht möglich. Werden langfristig auftretende Preisentwicklungen jedoch fundamental modelliert und dann mit einem Regime-Switching-Ansatz kombiniert, ließen sich einerseits Änderungen in der Merit-Order-Kurve und andererseits eher stochastisch geprägte Preisaufläufe und -abschläge insbesondere für zukünftige Jahre besser modellieren.

Zusammenfassend zeigt die ausgewertete Literatur, dass sowohl die Verwendung von Faktoren für Preisaufläufe und -abschläge als auch die Nutzung des Regime-Switching-Ansatzes die Modellierung von Spotmarktpreisspitzen möglicherweise verbessern kann. Der Auf- bzw. Abschlagsfaktor, der lediglich von der Höhe des Knappheitsfaktors abhängt, ist ein einfaches Instrument, um hohe Preise besser abbilden zu können. Insbesondere die Modellierung negativer Preise würde bei alleiniger Berücksichtigung der Knappheitssituation jedoch voraussichtlich zu einer Überschätzung der Häufigkeit negativer Preise führen. Historische Daten bestätigen, dass weitere Einflussfaktoren die Ausprägung von Preisspitzen und negativen Preisen beeinflussen. Der Regime-Switching-Ansatz trägt dem Rechnung, indem er mehrere Einflussgrößen und auch die Preisausprägung der vorausgegangenen Stunde berücksichtigt. Im Rahmen dieser Arbeit wird ein Regime-Switching-Ansatz erstellt, bei dem die Preissprünge in Abhängigkeit von zeitlichen Faktoren, dem Wert des vorangegangenen Preises und dem Wert des Knappheitsfaktors ermittelt werden. Damit ist die Funktionalität des Auf- bzw. Abschlagsfaktors, der in Abhängigkeit der Knappheitssituation auftritt, auch berücksichtigt. Die Modellierung wird in Kapitel 3.3.3 detailliert erklärt.

3.3 Entwicklung eines Modellierungsansatzes für Spotmarktpreise

Die Spotmarktpreise werden im Rahmen dieser Arbeit mit einem Fundamentalmodell modelliert, das mit einem Regime-Switching-Ansatz kombiniert wird, um positive und negative Preisspitzen besser abbilden zu können. Im Kapitel 3.3.1 wird zunächst der Aufbau des Fundamentalmodells und anschließend in Kapitel 3.3.2 der darin integrierte Ansatz zur Speicheroptimierung erläutert. Anschließend wird der Regime-Switching-Ansatz beschrieben, siehe Kapitel 3.3.3. Die Kombination der einzelnen Modellschritte wird in einem Überblick in Kapitel 3.3.4 zusammengefasst.

3.3.1 Aufbau des Fundamentalmodells

Um ein Fundamentalmodell zu nutzen, kann entweder ein neues Modell aufgesetzt oder ein bestehendes, teils öffentlich verfügbares Modell verwendet werden (siehe z.B. openmod initiative, 2016). Es wird bewusst entschieden, für diese Arbeit ein neues Fundamentalmodell zu programmieren und nicht auf bestehende und teils öffentlich verfügbare

Bestandteile anderer Modelle aufzubauen. Die eigene Modellprogrammierung erlaubt eine Modellierung, die genau auf die Anforderungen abgestimmt ist und somit die Faktoren berücksichtigt, die zur Beantwortung der Forschungsfrage relevant sind. Durch den Aufbau eines eigenen Modells ist außerdem sichergestellt, dass der Anwender die Möglichkeiten, aber auch die Grenzen des eigenen Modells kennt und unbeabsichtigte Einflüsse nicht ungewollt übersieht. Dies kann bei der Verwendung bestehender Modelle aufgrund deren Komplexität durchaus auftreten. Auch werden während der Modellierung Erkenntnisse über die Zusammenhänge und den Einfluss von einzelnen Parametern auf die Ergebnisse gewonnen, die für die weitere Arbeit von Nutzen sind. Die Modellierung kann zwar einen zeitlichen Mehraufwand bedeuten, jedoch ist auch die Einarbeitung in bestehende und teils sehr komplexe Modelle oft mit einem erheblichen Zeitaufwand verbunden.

Das entwickelte Fundamentalmodell ermöglicht es, Spotmarktpreise in stündlicher Auflösung für historische und zukünftige Jahre zu erzeugen. Dabei werden Angebot und Nachfrage am Markt abgebildet. Für jede Stunde werden die Grenzkosten der Kraftwerke berechnet und unter Berücksichtigung der dazugehörigen Erzeugungsleistung in aufsteigender Reihenfolge sortiert, so dass sich die sog. Merit-Order-Kurve ergibt. Die Grenzkosten beziffern die zusätzlichen Kosten, die sich ergeben, wenn die Produktion um eine weitere Mengeneinheit eines Produktes erhöht wird. Für ein Kraftwerk stellen sie die Kosten pro Megawattstunde dar, die anfallen, wenn es zur Stromproduktion eingesetzt werden soll. Im Modell wird über die Merit-Order-Kurve das letzte Kraftwerk bestimmt, das benötigt wird, um die Nachfrage zu decken. Seine Grenzkosten bestimmen den Spotmarktpreis der betrachteten Stunde. Dies ist der Schnittpunkt der Angebots- und der Nachfragekurve. Da die Auktion als Einheitspreisverfahren stattfindet, erwirtschaften alle Kraftwerke, die niedrigere Kosten aufweisen, ebenfalls einen Erlös pro Megawattstunde in Höhe des Spotmarktpreises (vgl. EEX, 2016, S. 26 f.). Insgesamt werden somit die Kosten zur Stromerzeugung C [€] über alle Kraftwerke p für jede Stunde h minimiert, wie Gleichung (3.1) zeigt.

$$\sum_p C_{p,h} \rightarrow MIN \forall h \quad (3.1)$$

Dabei muss die Stromproduktion P [MW_{el}] jederzeit die Stromnachfrage D [MW_{el}] decken. Dies bedeutet, dass die Stromproduktion immer mindestens der Nachfrage zu entsprechen hat, siehe Gleichung (3.2). Im Modell wird die Nachfrage exogen vorgegeben und ist preisunelastisch, mit Ausnahme der Pumpspeicher, deren Einsatz modellendogen berechnet wird. In der Realität ist die Preiselastizität der Nachfrage heute nahe null, da die Endverbraucher in der Regel aufgrund mangelnder Anreize keine kurzfristige Verbrauchsanpassung vornehmen (vgl. Brunner und Teufel, 2013, S. 60). Zukünftig könnte sich dies jedoch ändern, falls Regelungen eingeführt werden, die das Lastmanagement erleichtern und z.B. Verbrauchern höher aufgelöste Preissignale zur Verfügung stellen. Im Modell wird dies nicht direkt berücksichtigt, jedoch wird in Kapitel 5.4.4 im Rahmen von Sensitivitätsrechnungen auf den Effekt eingegangen, den eine preiselastischere Nachfrage auf die Wirtschaftlichkeitsbewertung eines Elektrolyseurs hätte.

$$\sum_p P_{p,h} \geq D_h \quad \forall h \quad (3.2)$$

Bevor im Modell die Stromerzeugungskosten der einzelnen Kraftwerke berechnet werden, wird simuliert, ob das Kraftwerk einsatzbereit ist. Die Nichtverfügbarkeit kann im Falle einer Revision oder Wartung geplant sein oder z.B. aufgrund einer technischen Störung unvorhergesehen auftreten. Da angenommen werden kann, dass Revisionen und Wartungsarbeiten einzelner Kraftwerke nach Möglichkeit zu Zeiten erfolgen, in denen das jeweilige Kraftwerk ohnehin selten eingesetzt wird bzw. die Erlösmöglichkeiten gering erscheinen, werden lediglich die ungeplanten Kraftwerksausfälle in der Modellierung berücksichtigt. Anhand historischer Daten von 2011 bis 2013, die die Ausfälle einzelner Kraftwerke wiedergeben, werden die Ausfallwahrscheinlichkeiten berechnet, die in Tabelle 3.1 Angaben aus der Literatur gegenübergestellt sind. Es zeigt sich, dass die berechneten Werte im Allgemeinen der unteren Abschätzung aus den Literaturangaben entsprechen. Lediglich für Kernkraftwerke wird ein höherer Wert ermittelt, der aber auch innerhalb der Spannbreite der in der Literatur genannten Wahrscheinlichkeiten liegt. Für die Modellierung wird somit auf die eigens ermittelten Werte zurückgegriffen.

Tabelle 3.1: Wahrscheinlichkeiten ungeplanter Kraftwerksausfälle

Quellen	Braunkohle- kraftwerke	Steinkohle- kraftwerke	Erdgas- kraftwerke	Ölkraft- werke	Kern- kraftwerke
eigene Berechnungen (Daten 2011 bis 2013)	3,89 %	4,67 %	2,83 %	2,69 %	4,16 %
Genoese (2010)	5-6 %	5-6 %	6 %	-	0,5 %
Rosen (2007)	2-4 %	5 %	1-2 %	2-4 %	2-3 %
Brückl (2006)	4,8 %	8,8 %	14 %	14 %	4,5 %

Die Ausfallwahrscheinlichkeiten dienen zur Erzeugung einer Zufallsvariablen, die festlegt, ob ein Kraftwerk in der jeweiligen Stunde zur Stromerzeugung zur Verfügung steht oder nicht. Für die Kraftwerke, die für den Einsatz bereitstehen, werden die Kosten zur Stromerzeugung berechnet und die Gebote sortiert. Die Kosten C [€] eines Kraftwerks p in Stunde h setzen sich aus variablen Kosten C^{var} [€] und Anfahrkosten C^{st} [€] zusammen, siehe Gleichung (3.3). Die variablen Kosten werden über die Kosten für den Brennstoffverbrauch und die CO₂-Zertifikate bestimmt. Die Anfahrkosten entstehen aufgrund von zusätzlichem Brennstoffverbrauch und Verschleiß, wenn ein Kraftwerk hochgefahren wird. Nach Harvey und Hogan (2001, S. 8), Weber (2004, S. 37 f.) und Müsgens (2005, S. 4) haben Anfahrkosten einen großen Einfluss auf die Grenzkosten und somit auf die Entscheidung für den Kraftwerkseinsatz. Daher werden sie in der Berechnung explizit berücksichtigt. Die Zusammensetzung der variablen Kosten und Anfahrkosten wird im Folgenden erklärt.

$$C_{p,h} = C_{p,h}^{\text{var}} + C_{p,h}^{\text{st}} \quad (3.3)$$

Die variablen Kosten sind vom Preis des verwendeten Energieträgers p^{fuel} [€/MWh_{th}], dem CO₂-Zertifikatspreis p^{CO_2} [€/t CO₂] und dem Wirkungsgrad des Kraftwerks η [-] abhängig. In Gleichung (3.4) wird die Stromproduktion P [MW_{el}] des Kraftwerks p in der jeweiligen Stunde h mit einem Faktor multipliziert, der die Kosten für den Energieträgerverbrauch und die CO₂-Emissionen darstellt. Dabei werden die Kosten, die pro Megawattstunde für das Emittieren von CO₂ anfallen, durch die Multiplikation des Zertifikatspreises mit einem Emissionsfaktor e^{CO_2} [g CO₂/kWh_{th}] berechnet. Die Emissionsfaktoren unterscheiden sich je nach Energieträger und sind in Tabelle 3.2 aufgelistet. Der ganze Term wird durch den Wirkungsgrad geteilt, was dazu führt, dass effizientere Kraftwerke mit höherem Wirkungsgrad niedrigere variable Kosten haben als vergleichbare Kraftwerke mit geringerem Wirkungsgrad.

$$C_{p,h}^{\text{var}} = \frac{1}{\eta_p} \cdot P_{p,h} \cdot \left(p_{p,h}^{\text{fuel}} + p_h^{\text{CO}_2} \cdot e_p^{\text{CO}_2} \right) \quad (3.4)$$

Tabelle 3.2: CO₂-Emissionsfaktoren der Energieträger nach Konstantin (2009, S. 131) und Genoese (2013, S. 140)

Brennstoff	Emissionsfaktor
	[gCO ₂ /kWh _{th}]
Uran	0
Braunkohle	399,6
Steinkohle	352,8
Erdgas	201,6
Erdöl	299,3

Für die Modellierung der Anfahrkosten sind zwei Aspekte wichtig. Zum einen unterscheiden sich die Anfahrkosten aufgrund technologiespezifischer Eigenschaften wie Verschleiß und Brennstoffmehrbedarf der Kraftwerke und werden daher nach Kraftwerkstypen unterschieden (vgl. Genoese, 2010, S. 140). Zum anderen sind die Anfahrkosten von der Stillstandszeit abhängig (vgl. Müsgens, 2005, S. 39). Je nachdem, wie lange das Kraftwerk vor seinem Einsatz ausgeschaltet war, entstehen unterschiedliche Kosten, da ein Anfahren nach kurzer Stillstandszeit weniger Anfahrkosten verursacht als nach einem längeren Zeitraum, in dem das Kraftwerk stärker abgekühlt ist.

$$C_{p,h}^{\text{st}} = C_{p,h}^{\text{var}} \cdot \left(f_{p,h}^{\text{wear}} + f_{p,h}^{\text{add}} \right) \cdot \left(1 - e^{-\left(\frac{d_{p,h}}{D_{\text{tech}}} \right)} \right) \quad (3.5)$$

Die Gleichung (3.5) zeigt die Berechnung der Anfahrkosten in Abhängigkeit der variablen Kosten. Die variablen Kosten werden zunächst mit der Summe aus den Faktoren für Verschleiß f^{wear} [-] und Brennstoffmehrbedarf f^{add} [-] multipliziert. Diese Faktoren sind feste Größen, die nach Kraftwerkstyp unterschieden und aus Genoese (2010, S. 140) übernommen werden. Addieren sich die beiden Faktoren zu eins, was nach Genoese (2010,

Tabelle 3.3: Kaltstartdauern nach Kraftwerkstypen nach Genoese (2013, S. 141)

Energieträger	Kraftwerkstyp	Kaltstart-	Mindeststill-
		dauer	standszeit
		[h]	[h]
Uran	Druckwasserreaktor	24	10
Braunkohle	Dampfturbine	12	6
Steinkohle	Dampfturbine	7	2
Erdgas	Gasturbine	2	0
Erdgas	Gas- und Dampfkraftwerk (GuD)	2	2
Erdöl	Gasturbine	2	1

S. 140) für Kern- und Braunkohlekraftwerke der Fall ist, können sich somit Anfahrkosten ergeben, die genauso groß sind wie die variablen Kosten. Das Produkt wird anschließend mit einem Faktor multipliziert, der von der Stillstandszeit d [h] sowie der Kaltstartdauer D [h] des Kraftwerks abhängt, siehe Gleichung (3.5) (vgl. Müsgens, 2005, S. 39). Bei kurzer Stillstandszeit wird der Faktor nahezu Null, so dass nur sehr geringe Anfahrkosten anfallen. Bei längerem Stillstand nähert sich der Faktor dem Wert 1, so dass die Anfahrkosten den Kaltstartkosten entsprechen. Die Kaltstartdauern unterscheiden sich nach dem Kraftwerkstyp, wie Tabelle 3.3 zeigt.

Neben der Anfahr- und Stillstandszeit gilt es zu berücksichtigen, dass Kraftwerke, die abgeschaltet werden, nicht beliebig schnell wieder angefahren werden können. Nachfolgende Prozesse wie bspw. die Rauchgaswäsche sind nicht flexibel genug, um ein sofortiges Wiederauffahren zu ermöglichen (vgl. Genoese, 2013, S. 106). Daher sind im Modell für die Kraftwerkstypen unterschiedliche Mindeststillstandszeiten aus Tabelle 3.3 hinterlegt, die dafür sorgen, dass das Kraftwerk erst wieder am Spotmarkt eingesetzt werden kann, wenn die Mindeststillstandszeit erreicht ist. Sobald dies der Fall ist, kann die Binärvariable $on_{p,h}$ [-] wieder 1 annehmen und der Kraftwerksbetreiber kann am Spotmarkt Gebote abgeben. Die Stromproduktion eines Kraftwerks liegt dabei zwischen 0 und seiner maximalen Leistung P^{max} [MW_{el}], siehe Gleichung (3.6). Durch Gleichung (3.7) wird sichergestellt, dass die Binärvariable $on_{p,h}$ [-] solange den Wert Null annimmt, bis die Mindeststillstandszeit τ [h] eingehalten wurde.

$$0 \leq P_{p,h} \leq P_{p,h}^{max} \cdot on_{p,h} \quad (3.6)$$

$$\sum_{t=h-\tau_p+1}^h (1 - on_{p,t}) \geq (on_{p,h+1} - on_{p,h}) \cdot \tau_p \quad (3.7)$$

Mit den Formeln 3.1 bis 3.7 kann die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke am Strommarkt modelliert werden. Abbildung 3.5 gibt einen Überblick über den Aufbau des Modells. Die Kostenberechnung auf der Angebotsseite führt zur Angebotskurve und der Schnittpunkt

mit der Nachfrage ergibt den Preis in der jeweiligen Stunde. Aufgrund der unterschiedlichen Energieträgerpreise, Wirkungsgrade, Emissionsfaktoren, Kaltstartdauern und Mindeststillstandszeiten haben die konventionellen Kraftwerke unterschiedliche Kosten, die ihre Reihenfolge in der Merit-Order-Kurve festlegen. Kernkraftwerke setzen keine CO₂-Emissionen frei und haben geringe Energieträgerpreise, so dass sie sehr niedrige variable Kosten aufweisen. Es folgen Braunkohle-, Steinkohle-, Gas- und schließlich Ölkraftwerke. Durch die Anfahrkosten kann sich die Reihenfolge verändern. Da Kern- und Braunkohlekraftwerke nahezu durchgehend in Betrieb sind und die Grundlast decken, ergeben sich Reihenfolgeänderungen in der Merit-Order-Kurve überwiegend bei Kraftwerken, die flexibler gefahren werden können.

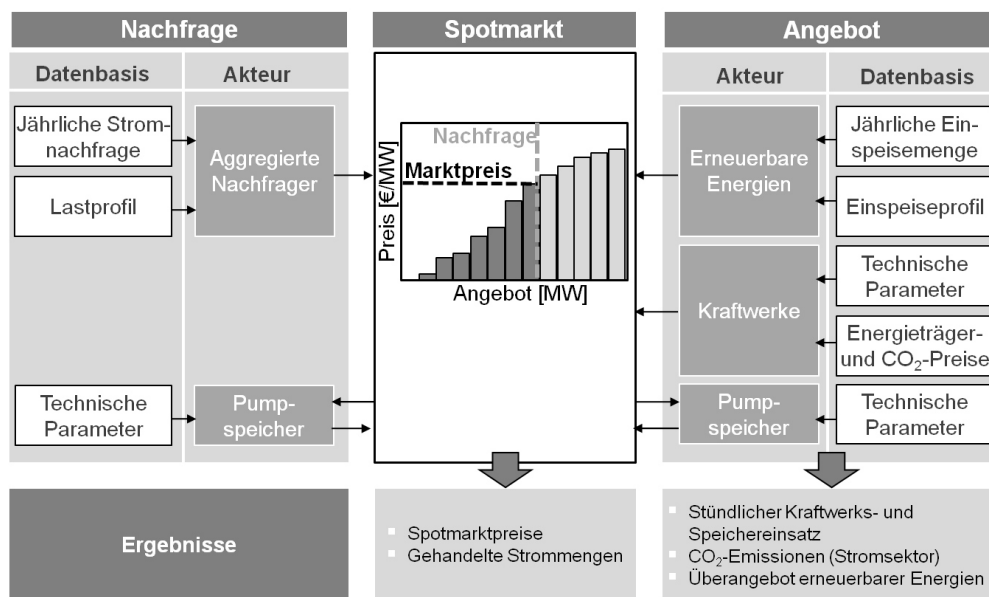


Abbildung 3.5: Aufbau des Fundamentalmodells

Aufgrund des Einspeisevorrangs für Strom aus erneuerbaren Energien werden diese im Modell als erstes mit Grenzkosten von 0 €/MWh berücksichtigt. Die Netzbetreiber sind nach § 11 Abs. 1 EEG 2015 gesetzlich verpflichtet, Strom aus Anlagen, die durch das EEG gefördert werden, vorrangig abzunehmen. Für Simulationen von zukünftigen Jahren wird ebenfalls angenommen, dass die erneuerbaren Energien gefördert werden und der Einspeisevorrang gültig bleibt. Doch auch ohne eine Förderung würden Windenergie- und Photovoltaikanlagen aufgrund variabler Kosten nahe 0 €/MWh in der Merit-Order-Kurve sehr weit vorne stehen und vor den konventionellen Kraftwerken zur Strombereitstellung genutzt werden. Im Modell liegt die Untergrenze für die Spotmarktpreise somit bei 0 €/MWh, da den Kraftwerken keine negativen Gebote zugeschrieben werden. Auf die Modellierung negativer Preise wird in Abschnitt 3.3.3 eingegangen.

Die bis hierhin beschriebene Modellierung berücksichtigt noch keine Energiespeicher. Im Rahmen einer ersten Preissimulation werden die Gebote konventioneller und erneuerbarer Erzeuger der Systemlast gegenübergestellt, um den Schnittpunkt von Angebot und Nachfrage jeder Stunde zu bestimmen. Die resultierende Spotmarktpreiszeitreihe zeigt

den Preisverlauf eines Jahres ohne die Gebote der vorhandenen Energiespeicher. Diese werden in einem separaten Schritt optimiert, da ihr Einsatz nicht wie der eines konventionellen Kraftwerks modelliert werden kann. Der Strombezug und die Strombereitstellung durch Speicher wird daher im folgenden Kapitel 3.3.2 beschrieben.

3.3.2 Optimierung des Speichereinsatzes

An das deutsche Stromnetz sind derzeit ca. 7,5 Gigawatt Pumpspeicher mit einer Speicherkapazität von rund 40 GWh angeschlossen (vgl. Wenzel und Kunz, 2015, S. 4). Pumpspeicher sind die einzigen Speicher mit großem Speichervolumen, die derzeit in Deutschland am Strommarkt teilnehmen. Die Speicherkraftwerke unterscheiden sich von Kraftwerken, da sie keinen Brennstoff benötigen, um Strom zu erzeugen, sondern eine zuvor eingespeicherte Energiemenge beim Ausspeichern wieder am Spotmarkt verkaufen. Aufgetretene variable Kosten in Form von Pumpkosten beeinflussen nach Swider (2006, S. 79) nicht die Entscheidung zum Ausspeichern an einem späteren Zeitpunkt. Vielmehr sind für Speicherbetreiber die Preisspannen zwischen niedrigen und hohen Preisen von Relevanz, da sie durch das Einspeichern an Stunden mit niedrigen Preisen und das Ausspeichern an Stunden mit hohen Preisen ihren Deckungsbeitrag erhöhen. Das bedeutet, dass die Entscheidung für den Speichereinsatz auf Basis von Erwartungen über die Entwicklung der Spotmarktpreise gefällt wird. Speicherbetreiber müssen somit anhand von Preisprognosen und Erfahrungswerten entscheiden, zu welcher Zeit sie Strom beziehen bzw. anbieten.

Im Modell wird dies durch einen separaten Schritt modelliert, so dass Strom zunächst nur durch Kraftwerke und erneuerbaren Energien kostenminimal bereitgestellt wird, um anschließend den Speichereinsatz auf Grundlage der ermittelten, vorläufigen Spotmarktpreise zu optimieren. Das Ergebnis der Optimierung ist eine stündlich aufgelöste Zeitreihe, die das Stromangebot und die Nachfrage der Speicher enthält. Der Speichereinsatz wird dann mit der Systemlast zusammengefasst, so dass in Stunden mit einer Stromnachfrage der Speicher die Systemlast um diese Nachfrage erhöht und in Stunden mit einem Stromangebot seitens der Speicher um dieses Angebot verringert wird. Das bedeutet, dass der Speicher nicht aktiv Preisgebote erstellt wie die konventionellen Kraftwerke, sondern durch Veränderung der Nachfrage eine Preisänderung hervorgerufen wird. Die neue Nachfrage wird für einen weiteren Simulationslauf hinterlegt.

Damit nicht die gesamte Kapazität aller Speicher gleichzeitig optimiert wird, werden die Speicher in drei Blöcke aufgeteilt und nacheinander optimiert. Eine Einzeloptimierung der rund 40 in Deutschland betriebenen Speichersysteme würde die Rechenzeit deutlich erhöhen, da nach jeder Optimierung wieder eine Preissimulation erfolgen würde. Da die Speicherleistung der Einzelanlagen sehr unterschiedlich ist, ergäbe sich bei den kleineren Systemen auch nur ein geringer Effekt auf die Börsenpreise. Durch die Aggregation zu drei Blöcken kann die Rechenzeit verkürzt werden und es wird berücksichtigt, dass sich der Speicherbetrieb zwischen den drei Blöcken unterscheidet. Die Preise, die sich durch die Teilnahme des ersten Blocks ergeben, werden dann als Eingangsdaten für die zweite

Optimierung verwendet. Die Optimierung des dritten Blocks basiert auf den Preiszeitreihen, die die Gebote der beiden ersten Blöcke berücksichtigen. In Abbildung 3.6 ist das beschriebene Vorgehen graphisch dargestellt.

Im Folgenden soll das Optimierungsproblem beschrieben werden, durch das der Speicherbetrieb bestimmt wird. Im liberalisierten Strommarkt versuchen Speicherbetreiber, den Deckungsbeitrag über das Jahr zu maximieren und somit eine möglichst gute Rendite über die gesamte Laufzeit zu erzielen. Die Speicher werden daher so eingesetzt, dass sie zu Zeiten niedriger Spotmarktpreise Strom beziehen und einspeichern, um ihn zu einem späteren Zeitpunkt mit hohen Spotmarktpreisen wieder zu verkaufen. Speicher werden allerdings auch eingesetzt, um Regelleistung vorzuhalten, genau wie auch thermische Kraftwerke (vgl. Bundestag, 2010, S. 2; Böttger und Bruckner, 2015, S. 2). Dies wirkt sich auf den Betrieb der Einheiten aus, da durch die Regelleistungsvorhaltung die Teilnahme am Spotmarkt eingeschränkt wird. Bei der Speicheroptimierung wird daher davon ausgegangen, dass die in Deutschland zur Verfügung stehende Speicherleistung aufgrund von der Vorhaltung von Regelleistung, aber auch wegen Wartungsarbeiten und technischen Ausfällen nicht in vollem Umfang an der Spotmarktauktion teilnimmt, sondern auf 75 % der Speicherleistung beschränkt ist. Dies bedeutet, dass stündlich 1.875 Megawatt Pumpspeicherleistung aufgrund von Ausfällen und Regelleistungsvorhaltung nicht am Spotmarkt teilnehmen.

Für die Optimierung ist ein rollierender Zeithorizont von 36 Stunden hinterlegt, d.h. der Speicherbetreiber hat keine perfekte Voraussicht über die Entwicklung der Spotmarktpreise über das gesamte Jahr, sondern nur über die nächsten 1,5 Tage. In Abbildung 3.7 ist die

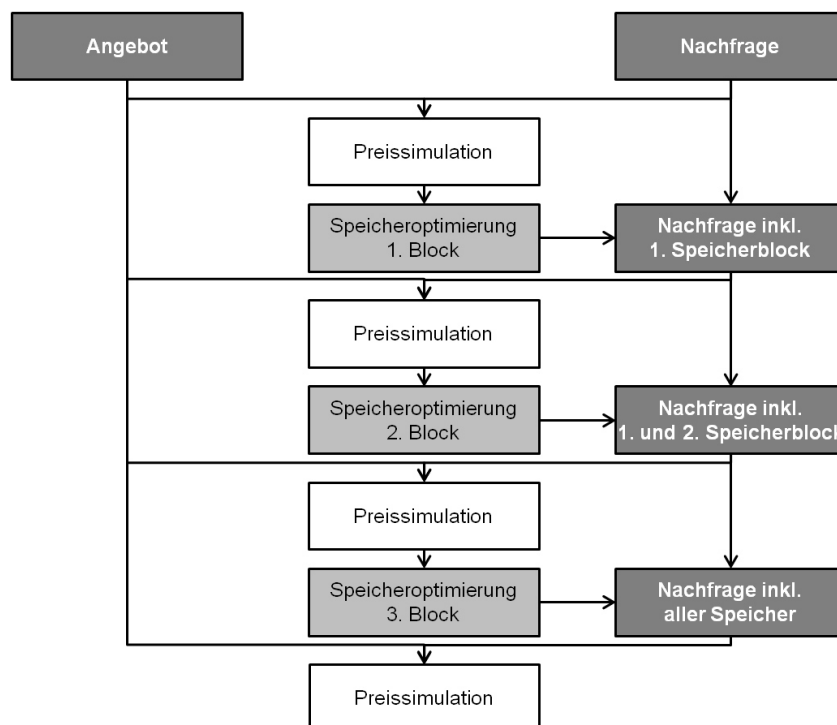


Abbildung 3.6: Vorgehensweise bei der Speicheroptimierung

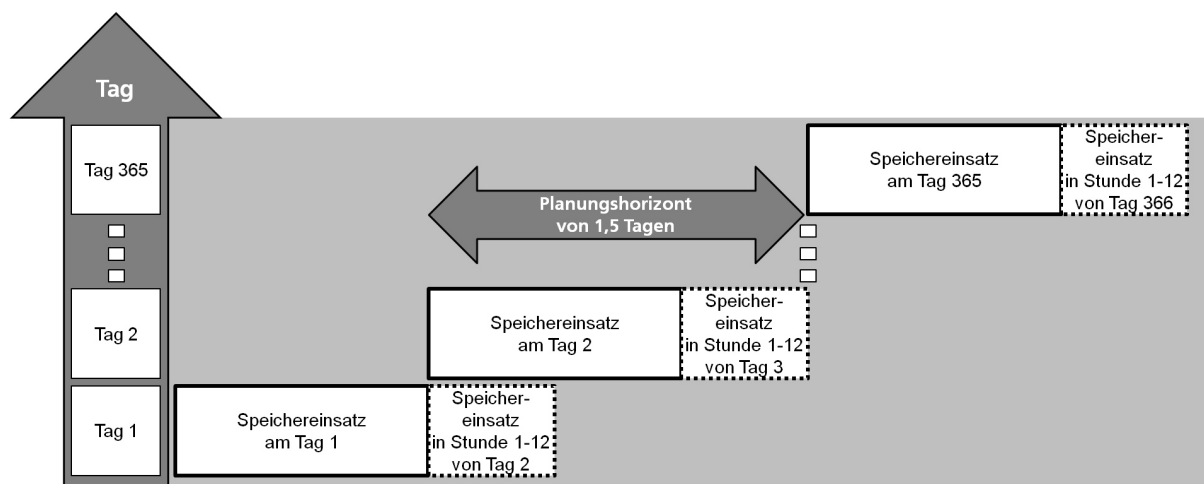


Abbildung 3.7: Ablauf der rollierenden Optimierung des Speichereinsatzes

Vorgehensweise dargestellt. Auf Basis der Spotmarktpreise der ersten 36 Stunden wird der Speichereinsatz optimiert. Der Speichereinsatz des ersten Tages, d.h. der ersten 24 Stunden, wird anschließend als Ergebnis festgehalten und die Optimierung wird fortgesetzt für den zweiten Tag mit Vorausschau auf die nächsten 36 Stunden, d.h. bis Mitte des dritten Tages. Dabei wird der Speicherfüllstand, der am Ende eines Tages vorliegt, als Startfüllstand für den Folgetag gesetzt, so dass intertemporale Restriktionen zwischen den Tagen eingehalten werden. Würde jeder Tag einzeln optimiert, befände sich der Speicherfüllstand am Ende jedes Tages auf dem Minimum, da kein Anreiz bestünde, Speicherwasser für den nächsten Tag vorzuhalten. Durch die Vorausschau auf die folgenden 12 Stunden kann der Speicher im Falle niedriger Preise am Ende eines Tages einspeichern und zu Beginn des nächsten Tages bei höheren Preisen ausspeichern.

Wie bereits erwähnt, ist es Ziel der Optimierung, den Deckungsbeitrag der Pumpspeicher zu maximieren. Die variablen Kosten entstehen beim Einspeichern durch das Pumpen, wobei die Bruttoleistung der Pumpe P_{in} [MW] zu jeder Stunde h eine Entscheidungsvariable darstellt. Eine weitere Entscheidungsvariable ist die Turbinenleistung bei der Ausspeicherung, deren Bruttoleistung P_{out} [MW] ebenfalls für jede Stunde bestimmt wird. Durch Multiplikation der Ausspeicherleistung mit dem Wirkungsgrad η_{out} [-] und dem Spotmarktpreis p_{spot} [€/MWh_{el}] der jeweiligen Stunde ergeben sich die Erlöse, von denen die variablen Kosten der Einspeicherung, d.h. das Produkt aus Einspeicherleistung und Spotmarktpreis, abgezogen werden. Des Weiteren fallen sonstige variable Kosten c^{var} [€/MWh] an, die aus der Literatur übernommen werden (vgl. Nilsson und Sjelvgren, 1997, S. 38 ff.). Sie belaufen sich für das Ein- und Ausspeichern auf 2,50 €/MWh und entstehen außerdem durch das Anfahren der Pumpe und Turbine c^{st} [€/MW] u.a. aufgrund von Verschleiß beim Startvorgang in Höhe von 2,20 €/MW (vgl. Nilsson und Sjelvgren, 1997, S. 38 ff.). Diese variablen Kosten werden ebenso in die Zielfunktion einbezogen, siehe Gleichung (3.8). Dabei stellen st_{in} [-] und st_{out} [-] Binärvariablen dar, die angeben, ob in der jeweiligen Stunde ein Anfahrvorgang der Pumpe bzw. Turbine erfolgt.

$$\begin{aligned}
& \sum_{t=1}^T [P_{\text{out}}(t) \cdot \eta_{\text{out}} \cdot p_{\text{spot}}(t) \\
& \quad - P_{\text{in}}(t) \cdot p_{\text{spot}}(t) - c_{\text{out}}^{\text{var}} \cdot P_{\text{out}}(t) - c_{\text{in}}^{\text{var}} \cdot P_{\text{in}}(t) \\
& \quad - c_{\text{out}}^{\text{st}} \cdot P_{\text{out}}^{\text{max}}(t) \cdot st_{\text{out}}(h) - c_{\text{in}}^{\text{st}} \cdot P_{\text{in}}^{\text{max}}(t) \cdot st_{\text{in}}(h)] \rightarrow \text{MAX} \tag{3.8}
\end{aligned}$$

Der Einsatz der Speicher wird durch einige Nebenbedingungen restringiert, die technische oder logische Zusammenhänge abbilden und damit die Betriebsweise beschränken. Eine wichtige intertemporale Restriktion bei Speichern ist die Füllstandsgleichung (siehe Gleichung (3.9)), die sicherstellt, dass das Speicherlevel l [MWh], das zum Ende der Stunde h vorliegt, dem Speicherstand zum Ende der vorherigen Stunde entspricht, unter Berücksichtigung der zwischenzeitlich ein- und ausgespeicherten Energiemengen. Des Weiteren wird der Füllstand zu Beginn des Jahres auf ein Viertel des maximalen Speicherlevels l^{max} [MWh] gesetzt (siehe Gleichung (3.10)) und muss am Jahresende auch mindestens dieses Level wieder erreichen (siehe Gleichung (3.11)) (vgl. Stolzenburg et al., 2014, S. 194). Dies stellt sicher, dass der Speicherbetreiber zu Beginn des betrachteten Jahres Strom an der Börse verkaufen kann, aber dafür sorgen muss, dass zum Ende der Optimierung der Füllstand wieder mindestens dem Ausgangsniveau entspricht. Er hat somit nicht die Möglichkeit, bilanziell über das Jahr mehr Energie zu verkaufen als zu beziehen. Gleichung (3.12) sorgt dafür, dass das maximale Speichervolumen nie überschritten wird.

$$l(h) = l(h-1) + P_{\text{in}}(h) \cdot \eta_{\text{in}} - P_{\text{out}}(h) \tag{3.9}$$

$$l(1) = l^{\text{max}}/4 \tag{3.10}$$

$$l(8760) \geq l(1) \tag{3.11}$$

$$0 \leq l(h) \leq l^{\text{max}} \tag{3.12}$$

Die Bruttoleistung während des Ein- bzw. Ausspeicherns P_{in} [MW] bzw. P_{out} [MW] darf nie außerhalb der erlaubten minimalen und maximalen Leistungsgrenzen P^{min} [MW] und P^{max} [MW] liegen (siehe Gleichung (3.13) und (3.14)). on_{in} [-] und on_{out} [-] stellen Binärvariablen dar, die festlegen, ob gerade ein- oder ausgespeichert wird und sind nie gleichzeitig 1, so dass ein hydraulischer Kurzschluss im Modell vermieden wird, siehe Gleichung (3.15).

$$P_{\text{in}}^{\text{min}} \cdot on_{\text{in}}(h) \leq P_{\text{in}}(h) \leq P_{\text{in}}^{\text{max}} \cdot on_{\text{in}}(h) \tag{3.13}$$

$$P_{\text{out}}^{\text{min}} \cdot on_{\text{out}}(h) \leq P_{\text{out}}(h) \leq P_{\text{out}}^{\text{max}} \cdot on_{\text{out}}(h) \tag{3.14}$$

$$on_{\text{in}}(h) + on_{\text{out}}(h) \leq 1 \tag{3.15}$$

Weitere Binärvariablen werden benötigt, um die Anfahrvorgänge von Pumpe und Turbine zu erfassen. Im Falle eines Anfahrvorgangs wird die Binärvariable on_{in} [-] bzw. on_{out} [-] ab diesem Moment auf 1 gesetzt und bewirkt durch folgende Formeln, dass die Binärvariable st_{in} [-] bzw. st_{out} [-] in dieser Stunde den Wert 1 annimmt (siehe Gleichung (3.16) bis (3.21)).

$$on_{in}(h) - on_{in}(h - 1) \leq st_{in}(h) \quad (3.16)$$

$$st_{in}(h) \leq 1 - on_{in}(h - 1) \quad (3.17)$$

$$st_{in}(h) \leq on_{in}(h) \quad (3.18)$$

$$on_{out}(h) - on_{out}(h - 1) \leq st_{out}(h) \quad (3.19)$$

$$st_{out}(h) \leq 1 - on_{out}(h - 1) \quad (3.20)$$

$$st_{out}(h) \leq on_{out}(h) \quad (3.21)$$

Das gemischt-ganzzahlige Optimierungsproblem ist wie das Fundamentalmodell in der Programmiersprache MATLAB implementiert und wird zur Lösung an die kommerzielle Solver-Software Gurobi übergeben (vgl. Gurobi Optimization, Incorporated, 2015). Wie bereits beschrieben, wird als finales Ergebnis eine Zeitreihe ausgegeben, die den stündlich aufgelösten Einsatz aller Speicher wiedergibt. Durch Addition dieser Zeitreihe mit der Lastzeitreihe und Verwendung dieser modifizierten Nachfragezeitreihe im Fundamentalmodell kann schließlich die Simulation der Spotmarktpreise unter Berücksichtigung der Pumpspeicher durchgeführt werden.

3.3.3 Regime-Switching-Ansatz zur Modellierung von Preisspitzen und negativen Preisen

Wie bereits in Abschnitt 3.2.4 diskutiert, wird das Fundamentalmodell um einen Regime-Switching-Ansatz erweitert, um positive und negative Preisspitzen besser abbilden zu können. Im Folgenden wird die Vorgehensweise zur Implementierung des Regime-Switching-Ansatzes genauer vorgestellt.

Bei diesem Ansatz werden die Spotmarktpreise in drei sog. Regime eingeteilt: ein unteres und ein oberes Regime sowie das Basisregime in der Mitte. Die mit dem Fundamentalmodell simulierten Preise befinden sich zunächst alle im Basisregime. Manche von ihnen werden durch den Regime-Switching-Ansatz in das untere oder obere Regime verschoben, so dass sich negative Preise und positive Preisspitzen ergeben. Um anhand historischer Werte Wahrscheinlichkeiten für einen Sprung vom Basisregime in das obere oder untere Regime zu ermitteln, muss abgegrenzt werden, welche Preise dem Basisregime angehören und welche als extreme Werte behandelt werden. Für die untere Grenze wird der Wert 0 €/MWh verwendet, da es in dem erstellten Fundamentalmodell nicht möglich ist, negative Preise abzubilden und der Regime-Switching-Ansatz daher diese Preise erfassen muss. Für die Abgrenzung von Basisregime und oberem Regime besteht die Möglichkeit, einen

Korridor von $\mu + 3 \cdot \sigma$ (bezogen auf die Spotmarktpreise) festzulegen, der die Grenzen des Basisregimes definiert (vgl. Keles, 2013, S. 87). Diese Abgrenzung wird in der Literatur häufig für die Analyse von Spotmarktpreisen eingesetzt, jedoch ohne wissenschaftliche Begründung.

Im Folgenden soll daher ein anderer Ansatz verfolgt werden, der sich aus der Extremwertstatistik ableiten lässt. Die Extremwertstatistik hat zum Ziel, die Stochastik eines Prozesses mit außergewöhnlich hohen oder niedrigen Ausprägungen abzubilden und kann somit für die Analyse hoher Preisspitzen herangezogen werden (vgl. Coles, 2001, S. 1). Ein Vorteil ist, dass sie nicht nur Aufschluss darüber gibt, ab welcher Preisgrenze die Ausprägungen als extrem zu beurteilen sind, sondern auch die Verteilung dieser Preisspitzen beschreibt. Im Wesentlichen lassen sich zwei Herangehensweisen unterscheiden. Es können sog. Block Maxima analysiert werden, die sich aus extremen Zeitpunkten innerhalb einer bestimmten Zeitspanne zusammensetzen. Bezogen auf eine stündlich aufgelöste Preiszeitreihe würde z.B. jeder maximale bzw. minimale Preis eines Tages als Extremwert betrachtet. Nachteilig ist hierbei, dass viele Daten, die möglicherweise auch als extrem zu betrachten sind, nicht in die Analyse einfließen. Außerdem ist nicht jeder extreme Wert eines Tages zwingend auch als Extremwert über das Jahr hinweg anzusehen, was auch auf die Spotmarktpreise zutrifft, da hier nicht täglich extreme Preise auftreten. Daher empfiehlt sich hierfür eine weitere Herangehensweise, die sich „Peak-over-Threshold“ nennt. Hierbei wird ein Grenzwert bestimmt, der extreme von normalen Werten trennt und nur die extremen Werte werden in die weitere Analyse einbezogen (vgl. Coles, 2001, S. 9 f.).

Die Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der Extremwerte ist in der Gleichung (3.22) gegeben und gehört zur Familie der generalisierten Pareto-Verteilung (vgl. Coles, 2001, S. 75 f.; Hölzlwimmer, 2009, S. 5). Demnach nimmt die Wahrscheinlichkeit für einen Extremwert mit steigenden Werten ab. Die Werte x beinhalten alle extremen Ausprägungen, die über dem Grenzwert liegen. Zwei Parameter werden zur Konfiguration der Funktion benötigt: β ist der sog. Skalierungsparameter und ξ der Formparameter. Wird letzterer auf Null gesetzt, handelt es sich um eine Exponentialverteilung.

$$H(x) = \begin{cases} 1 - (1 + \xi x/\beta)^{-1/\xi} & \text{für } \xi \neq 0 \\ 1 - \exp(-x/\beta) & \text{für } \xi = 0 \end{cases} \quad (3.22)$$

Mithilfe von MATLAB lassen sich die beiden Parameter schätzen, jedoch muss zuvor eine geeignete Grenze festgelegt werden, um die Extremwerte auszuwählen. Daher wird für drei verschiedene Quantile gezeigt, wie gut die Annahme der Pareto-Verteilung auf die Werte bis zu der jeweiligen Grenze passt. Es werden die 1 % höchsten Preise, d.h. alle Preise oberhalb des 99 %-Quantils, sowie die 2.5 % und 5 % höchsten Preise im Zeitraum 2012 bis einschließlich 2014 untersucht. Die Abbildung 3.8 zeigt auf der linken Seite die Histogramme für die ausgewählten Spotmarktpreise und die jeweiligen Verläufe der Wahrscheinlichkeitsfunktion der geschätzten Pareto-Verteilung. Diese Darstellung verdeutlicht, wie sehr die empirische der theoretischen Verteilung ähnelt. Auf der rechten Seite sind

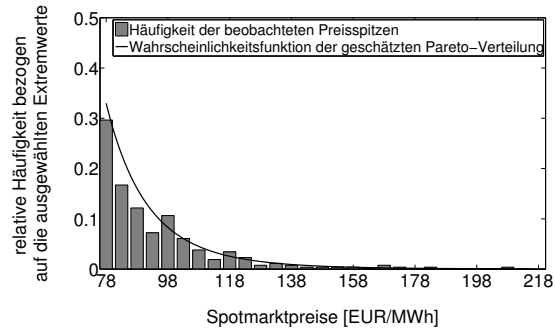
die entsprechenden Quantile-Quantile-Plots (kurz: QQ-Plot) dargestellt, die jeweils die Quantile der empirischen und theoretischen Verteilung der Preisspitzen vergleichen. Dazu werden die beobachteten Werte der Größe nach sortiert und den theoretischen Quantilswerten gegenübergestellt. Liegen die beobachteten Werte auf der Diagonalen, lässt sich schließen, dass sie durch die theoretische Verteilung erklärt werden können. Neben diesen graphischen Auswertungen wird mithilfe des Kolmogorov-Smirnov-Tests überprüft, wie ähnlich die empirische und theoretische Verteilung sind. Die Nullhypothese dieses Tests besagt, dass den empirischen Werten die Wahrscheinlichkeitsverteilung der theoretischen Verteilung zugrunde liegt, d.h. in diesem Fall der Pareto-Verteilung mit den geschätzten Parametern. Sie wird bei einem p-Wert kleiner 0,05 abgelehnt.

Der Vergleich zeigt, dass der Verlauf des Histogramms durch die geschätzte Pareto-Verteilung jeweils gut wiedergegeben wird. Tendenziell passen realer und theoretischer Verlauf umso besser zueinander, je mehr Daten in die Analyse einbezogen werden. Bei den QQ-Plots zeigt jedoch die Auswahl von 1 % der Spotmarktpreise die geringsten Abweichungen der Werte von der Diagonalen. Bei der Auswahl von mehr Datenpunkten werden insbesondere die sehr hohen Preise von der theoretischen Verteilung überschätzt, was auf den Abbildungen 3.8 (d) und (f) deutlich wird. Der Kolmogorov-Smirnov-Test lehnt in allen drei Fällen die Nullhypothese nicht ab. Somit kann davon ausgegangen werden, dass die Pareto-Verteilung für jede Auswahl geeignet ist, um die zugrundeliegende Verteilung zu beschreiben.

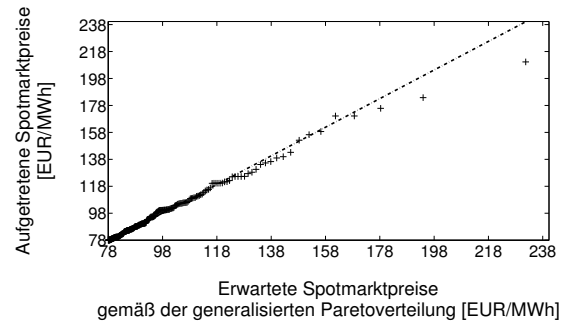
Im Folgenden wird die Auswahl der 1% höchsten Preise als positive Preisspitzen betrachtet, da hier der QQ-Plot eine sehr gute Approximation bestätigt und die anderen Kriterien ebenso gute Ergebnisse aufweisen. Wie Abbildung 3.8 (a) zeigt, liegt damit die Grenze, ab der ein historischer Preis als extrem betrachtet wird bei ca. 78 €/MWh. Zum Vergleich: würde die Grenze von $\mu + 3 \cdot \sigma$ auf die Daten angewandt, ergäbe sich eine Grenze von rund 88 €/MWh. Dies spricht ebenfalls dafür, die 1% höchsten Preise auszuwählen, da bei einer größeren Menge die Preisgrenze geringer wäre. Im Gegensatz zu der Festlegung der Grenze mit diesem fixen Abstand hat die Pareto-Verteilung den Vorteil, dass mit ihr auch die Höhe der Preisspitzen bestimmt werden kann. Wie die Histogramme in Abbildung 3.8 zeigen, treten sehr hohe Preisspitzen deutlich seltener auf als niedrigere Preisspitzen, was mithilfe der Pareto-Verteilung in der Modellierung übernommen wird. Dabei wird nicht der Preis selber durch die Pareto-Verteilung bestimmt, sondern der Preisaufschlag, um den in diesem Fall der Grenzpreis von 78 €/MWh erhöht wird.

Bei den negativen Preisen zeigt das Histogramm in Abbildung 3.9 eine unregelmäßige Verteilung. 184 negative Preise traten zwischen 2012 und 2014 auf. Preise knapp unter 0 €/MWh sind deutlich häufiger beobachtet worden als sehr niedrige Preise. Dazwischen sind noch vermehrt Preise bis ca. -50 €/MWh festzustellen. Da es anhand des Histogramms ungeeignet scheint, eine einzelne Verteilung zu schätzen, wird eine Kombination aus drei Gleichverteilungen bestimmt, um die negativen Preise abzubilden.⁴ Die Grenzen zwischen zwei Verteilungen orientieren sich an der graphischen Darstellung der

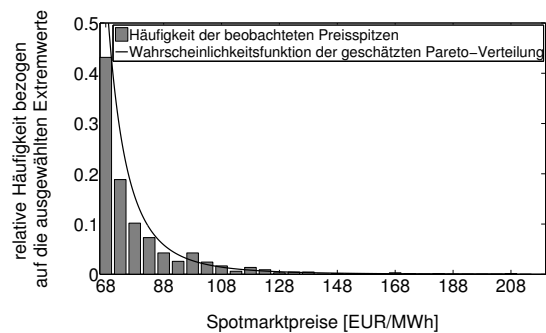
⁴Eine ähnliche Vorgehensweise, bei der zwei Verteilungen verwendet werden, ist auch in Keles et al. (vgl. 2012, S. 1013) beschrieben.



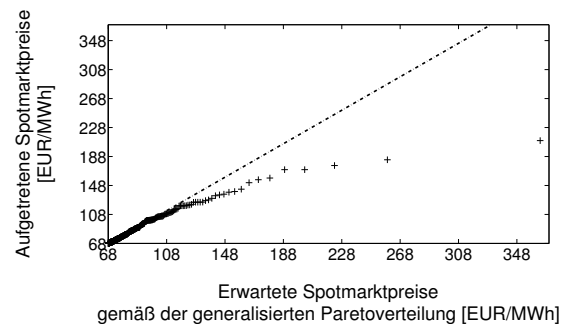
(a) Histogramm
(Auswahl der 1 % höchsten Spotmarktpreise)



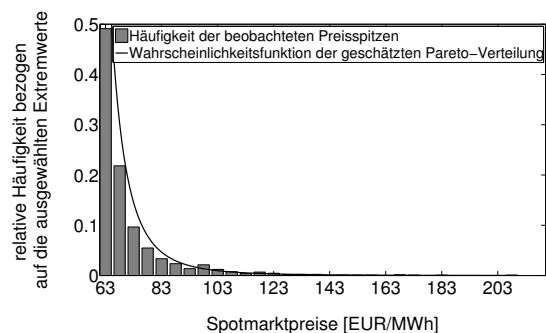
(b) QQ-Plot
(Auswahl der 1 % höchsten Spotmarktpreise)



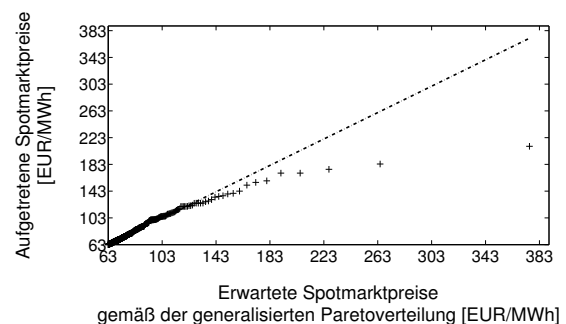
(c) Histogramm
(Auswahl der 2.5 % höchsten Spotmarktpreise)



(d) QQ-Plot
(Auswahl der 2.5 % höchsten Spotmarktpreise)



(e) Histogramm
(Auswahl der 5 % höchsten Spotmarktpreise)



(f) QQ-Plot
(Auswahl der 5 % höchsten Spotmarktpreise)

Abbildung 3.8: Überprüfung der Ähnlichkeit von Pareto-Verteilung und empirischer Verteilung der Spotmarktpreise von 2011 bis 2013

Preisverteilung in Abbildung 3.9. Es liegen 36 % der negativen Werte zwischen 0 und -1 €/MWh, so dass mit dieser Wahrscheinlichkeit gleichverteilte Preise für dieses kleine Intervall bestimmt werden. Mit einer Wahrscheinlichkeit von rund 44 % werden die Werte von -1 bis -50 €/MWh erzielt und mit 20 %-iger Wahrscheinlichkeit liegen sie zwischen -50 und -222 €/MWh, wobei die Werte innerhalb dieser Grenzen ebenfalls gleichverteilt angenommen werden. Die Annahme einer anderen Verteilung als die Gleichverteilung erscheint unangebracht, da zum einen kein eindeutiges Muster festzustellen ist und zum anderen die Anzahl der Beobachtungen gering und die Ableitung allgemeiner Aussagen nur eingeschränkt möglich ist.

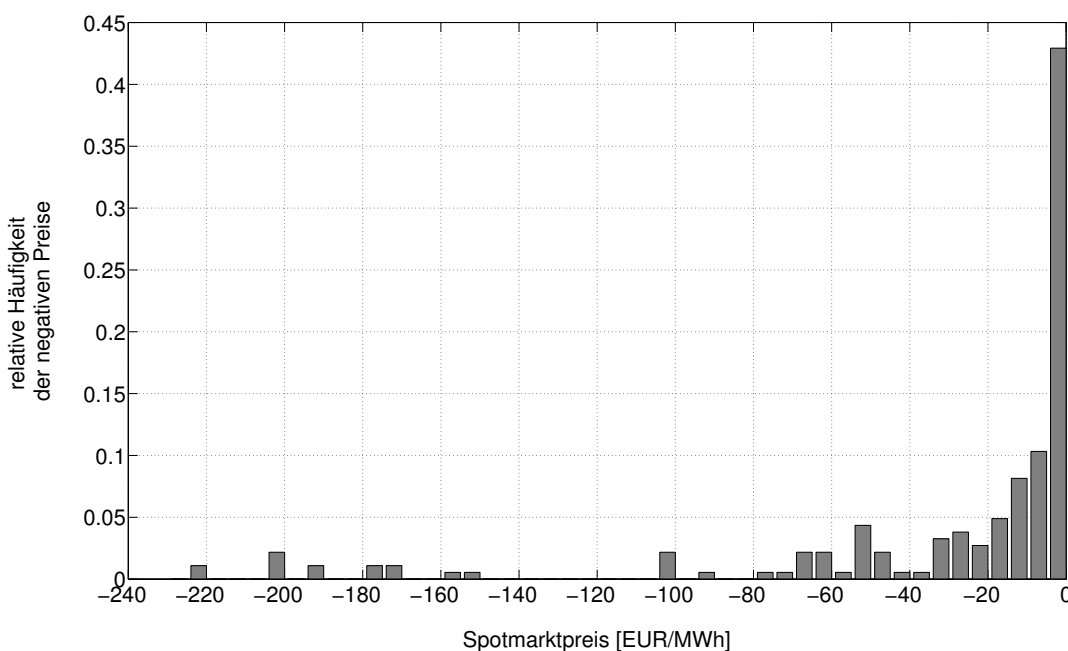


Abbildung 3.9: Histogramm der negativen Spotmarktpreise in den Jahren 2011 bis 2013

Nachdem die Preisgrenzen für negative Preise und positive Preisspitzen bestimmt sind, können nun ihre Eintrittswahrscheinlichkeiten in Abhängigkeit der unter Kapitel 3.2.4 genannten Faktoren bestimmt werden. Dies sind der Knappheitsfaktor, der Wochentag und die Tagesstunde. Die Einteilung in Tages- und Nachtstunden wird anhand empirischer Daten vorgenommen.

Für den Knappheitsfaktor werden die unter Kapitel 3.2.4 genannten Grenzen des Knappheitsfaktors übernommen, d.h. positive Preisspitzen können nur auftreten, wenn in der Stunde ein Knappheitsfaktor unter 1,79 vorliegt und negative Preise sind nur möglich bei einem Faktor über 2,92. Negative Preise sind insbesondere am Sonntag zu beobachten, während positive Preisspitzen fast ausschließlich unter der Woche auftreten. Daher wird ein weiterer Indikator eingeführt, der zwischen „Wochentag“ und „Wochenende“ unterscheidet. Über den Tag verteilt treten positive Preisspitzen v.a. tagsüber und negative Preise nachts auf, siehe Kapitel 3.2.4. Da positive Preisspitzen ab der 8. Stunde auftreten, wird der Zeitraum „Tag“ auf die 8. bis 22. Stunde begrenzt und der Zeitraum „Nacht“

auf die verbleibende Zeit, also die 23. bis 7. Stunde. Eine ähnliche Restriktion verwendet auch Keles (2013, S. 78), wonach Preissprünge in das obere Regime zwischen 8 und 20 Uhr stattfinden können und Preissprünge in das untere Regime in dem verbleibenden Zeitraum.

Anhand historischer Daten werden in Abhängigkeit der Ausprägungen der genannten Indikatoren (hoher/niedriger Knappheitsfaktor, Wochentag/Wochenende, Tag/Nacht) die Wahrscheinlichkeiten bestimmt, mit denen der Wechsel eines Regimes stattfindet. Drei Regime werden unterschieden: das untere Regime (nummeriert mit 1) beinhaltet alle negativen Preise, das obere Regime (nummeriert mit 3) alle positiven Preisspitzen, d.h. die Preise, für die der Ansatz einen Preisaufschlag ermittelt, und das Basisregime (nummeriert mit 2) die restlichen Preise. Für die unterschiedlichen Kombinationen der Indikatorausprägungen werden separate Wahrscheinlichkeiten ermittelt, z.B. ist die Wahrscheinlichkeit für einen Sprung vom Basisregime ins untere Regime für einen Wochentag nachts eine andere als für einen Wochentag tagsüber. Die Gleichungen (3.23) bis (3.26) geben die Wahrscheinlichkeiten wieder, die in Abhängigkeit des vorliegenden Knappheitsfaktors, Tages sowie Tageszeitraums jeweils separat berechnet werden. P_{21} bezeichnet die Wahrscheinlichkeit für einen Sprung aus dem Basisregime zur Stunde t in das untere Regime zur Stunde $t + 1$, P_{11} gibt an, wie wahrscheinlich es ist, dass ein weiterer Preis im unteren Regime auftritt und P_{12} gibt die Wahrscheinlichkeit für den Übergang vom unteren Regime in das Basisregime an. Die Wahrscheinlichkeit dafür, dass kein Sprung erfolgt, bezeichnet P_{22} .

$$P_{21} = \frac{\text{Anzahl}(x_t \in [0, 78] \wedge x_{t+1} \in [-222, 0])}{\text{Anzahl}(x_t \in [0, 78])} \quad (3.23)$$

$$P_{11} = \frac{\text{Anzahl}(x_t \in [-222, 0[\wedge x_{t+1} \in [-222, 0])}{\text{Anzahl}(x_t \in [-222, 0])} \quad (3.24)$$

$$P_{12} = \frac{\text{Anzahl}(x_t \in [-222, 0[\wedge x_{t+1} \in [0, 78])}{\text{Anzahl}(x_t \in [-222, 0])} \quad (3.25)$$

$$P_{22} = \frac{\text{Anzahl}(x_t \in [0, 78] \wedge x_{t+1} \in [0, 78])}{\text{Anzahl}(x_t \in [0, 78])} \quad (3.26)$$

Auf gleiche Weise lassen sich die Wahrscheinlichkeiten für die Wechsel zwischen dem Basisregime und dem oberen Regime berechnen. Bei der Festlegung der Werte für negative Preise ist die untere Grenze auf den Minimalwert der Jahre 2012 bis 2014 gesetzt, also -222 €/MWh. Der maximale Preis für positive Preisspitzen ergibt sich aus der Pareto-Verteilung, die mit den historischen Daten geschätzt wurde. Laut EEX liegen die Grenzen für Spotmarktpreise bei -500 €/MWh und 3.000 €/MWh (vgl. EPEX SPOT, 2015b). Da in den letzten Jahren aber diese Spannbreite bei Weitem nicht ausgeschöpft wurde, werden stattdessen die historischen Minimal- und Maximalwerte verwendet.

Nach der Berechnung ergeben sich für jede Kombination der Tages- und Tageszeitausprägung (Wochentag/Wochenende, Tag/Nacht) jeweils zwei Matrizen, die schematisch in Abbildung 3.10 dargestellt sind. Ein Sprung vom unteren direkt ins obere Regime und

\ In	Unteres Regime	Basisregime	Oberes Regime
Von			
Unteres Regime	P_{11}	P_{12}	0
Basisregime	P_{21}	P_{22}	P_{23}
Oberes Regime	0	P_{32}	P_{33}

\ In	Unteres Regime	Basisregime	Oberes Regime
Von			
Unteres Regime	P_{11}	P_{12}	0
Basisregime	P_{21}	P_{22}	P_{23}
Oberes Regime	0	P_{32}	P_{33}

(a) Wahrscheinlichkeiten bei hohem Knappheitsfaktor

(b) Wahrscheinlichkeiten bei niedrigem Knappheitsfaktor

Abbildung 3.10: Wahrscheinlichkeiten für die Wechsel zwischen bzw. den Verbleib im gleichen Regime

umgekehrt ist ausgeschlossen, da sich die Zustände im Spotmarkt nicht so schnell ändern, als dass solche Sprünge beobachtet wurden (Keles, 2013, S. 78). Die Wahrscheinlichkeiten in den hellgrau hinterlegten Flächen in Abbildung 3.10 (a) repräsentieren Situationen, in denen der Knappheitsfaktor die obere Grenze überschreitet, und die in den dunkelgrauen Flächen in Abbildung 3.10 (b) stehen für Situationen, in denen der Knappheitsfaktor die untere Grenze unterschreitet. Die Wahrscheinlichkeit, im Basisregime zu bleiben (P_{22}), ist jeweils die Gegenwahrscheinlichkeit zur Sprungwahrscheinlichkeit nach unten (hoher Knappheitsfaktor) bzw. oben (niedriger Knappheitsfaktor).

Mithilfe der Wahrscheinlichkeiten kann nun ermittelt werden, zu welchen Stunden sich der Spotmarktpreis in welchem Regime befindet. Als Input werden hierzu neben der simulierten Preiszeitreihe des Fundamentalmodells der jeweilige Knappheitsfaktor, der Tag und die Tagesstunde benötigt, die aus den im Fundamentalmodell verwendeten Daten übernommen werden. Am Ende des Prozesses, der in Abbildung 3.11 (a) beispielhaft die Ermittlung der Sprünge ins untere Regime darstellt, wird eine Zeitreihe mit den stündlichen Regimen erstellt. Anschließend wird für jede Stunde der Spotmarktpreis modelliert, siehe Abbildung 3.11 (b). Befindet sich der Preis im Basisregime, wird der simulierte Preis des Fundamentalmodells $P_F(t)$ als neuer Preis $P(t)$ übernommen. Liegt der Preis im oberen Regime, wird mithilfe der gefitteten Pareto-Verteilung ein Preisaufschlag auf den zuvor simulierten Preis erzeugt. Zur Bestimmung eines negativen Preises werden noch Zufallsvariablen benötigt, die anzeigen, ob der Preis zwischen -1 und 0 €/MWh, -50 und -1 €/MWh oder darunter liegt. Anschließend wird dann der genaue Preis mithilfe einer Gleichverteilung über das gewählte Intervall bestimmt.

3.3.4 Zusammenfassung des Modellierungsansatzes

In Kapitel 3.3.1 bis 3.3.3 sind drei Modellbausteine vorgestellt, die miteinander in einem Modellierungsansatz kombiniert werden. Basis der Modellierung ist ein Fundamentalmodell, das anhand von Eingangsdaten wie z.B. den Eigenschaften des Kraftwerksparks, der Einspeisung aus erneuerbaren Energien, der Systemlast und den Energieträger- und CO₂-Zertifikatspreisen die fundamentale Struktur des Strommarktes abbildet. Darauf aufbauend werden die Speicherkraftwerke optimiert, deren Einsatz die Stromerzeugung der

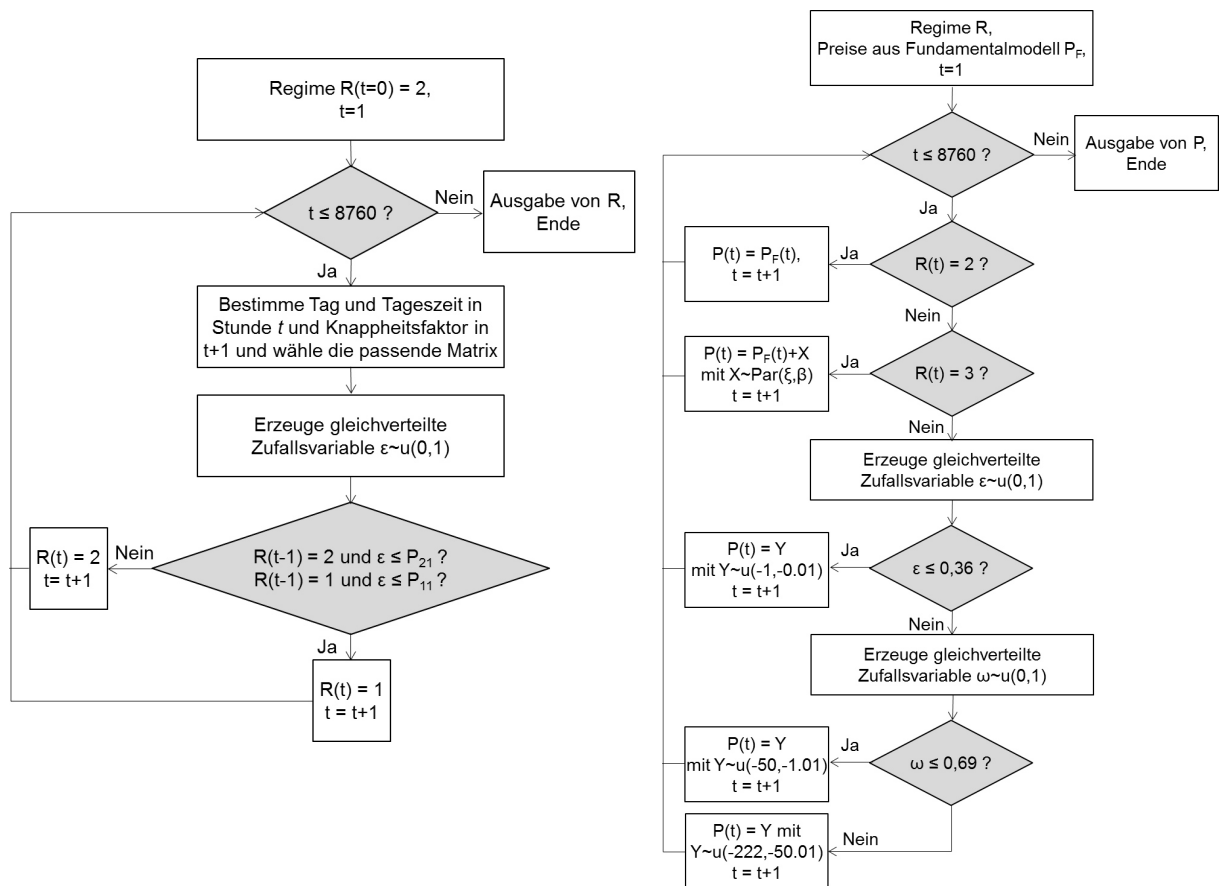


Abbildung 3.11: Ablaufdiagramme zur Bestimmung der Spotmarktpreise durch Kombination von Fundamentalmmodell und Regime-Switching-Algorithmus

Kraftwerke und damit auch die Spotmarktpreise und den Ausstoß an CO₂ beeinflusst. Nach Abschluss der letzten Preissimulation, die alle Speicher berücksichtigt, steht die stündliche Zusammensetzung der Stromerzeugung und der CO₂-Emissionen fest. Mit dem Regime-Switching-Ansatz werden nun die Preisspitzen ermittelt, die durch das Fundamentalmmodell unterschätzt werden. Diese Spitzen ändern lediglich den Preisverlauf, haben aber keinen Einfluss auf den Stromerzeugungsmix. Damit ergibt sich eine Preiszeitreihe, die die Preisspannen zwischen negativen und extremen positiven Werten abbildet.

3.4 Modellvalidierung anhand historischer Daten

Um die Güte eines Modells zu bestimmen, wird anhand historischer Daten überprüft, wie sehr die simulierten Ergebnisse mit den realen Ergebnissen übereinstimmen. Hierzu werden im folgenden die Jahre 2012 bis 2014 mit dem Modell simuliert und den realen Werten gegenübergestellt. Nach einer kurzen Erläuterung der verwendeten Daten und Quellen in Kapitel 3.4.1 werden die Ergebnisse diskutiert und mit denen anderer Modelle verglichen. Als Vergleichswerte dienen Kennzahlen für die Zeitreihe der Spotmarktpreise (Kapitel 3.4.2), die Zusammensetzung der Nettostromerzeugung (Kapitel 3.4.3) sowie die Jahresmenge der freigesetzten CO₂-Emissionen (Kapitel 3.4.4).

3.4.1 Eingangsdaten

Die Eingangsdaten für das Modell umfassen Angaben zum Kraftwerkspark, zur Einspeisung aus erneuerbaren Energien, zur Nettostromnachfrage und zu den Energieträgerpreisen. Daten zum deutschen Kraftwerkspark werden von der Bundesnetzagentur veröffentlicht (vgl. BNetzA, 2015). In der Liste fehlen jedoch Angaben zu Laufzeiten und Wirkungsgraden der Kraftwerke, so dass diese aus anderen Quellen ergänzt werden müssen. Die Laufzeiten der Kraftwerke sind dena (2010, S. 9) entnommen. Die Wirkungsgrade werden für Kraftwerke mit einer Leistung von mindestens 500 MW ergänzt, sofern die Daten öffentlich verfügbar sind. Für jedes andere Kraftwerk p wird der Wirkungsgrad η_p gemäß Gleichung 3.27 in Abhängigkeit des Alters der Anlage berechnet. Der Wirkungsgrad wird dabei unter Berücksichtigung des Inbetriebnahmejahrs $t_{in,p}$, des Basisjahrs $t_{base,p}$ sowie zweier technologiespezifischer Konstanten a_p und c_p bestimmt, siehe Tabelle 3.4 (vgl. Kugeler et al., 1999, S. 49 ff.; Genoese, 2010, S. 137 f.).

$$\eta_p(t_{in,p}) = a_p \cdot (t_{in,p} - t_{base,p}) + c_p \quad (3.27)$$

Stündlich aufgelöste Zeitreihen zur Stromnachfrage können der Homepage der Vereinigung europäischer Netzbetreiber ENTSO-E entnommen werden (vgl. ENTSO-E, 2014). Es bestehen jedoch Abweichungen zwischen dem Jahresstromverbrauch der Lastprofile der ENTSO-E und den veröffentlichten Jahresmengen des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. bzw. der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (vgl. BDEW,

Tabelle 3.4: Parameter für die Bestimmung von Wirkungsgraden nach Kugeler et al. (1999, S. 49 ff.) und Genoese (2010, S. 137 f.)

Kraftwerk p	Konstante a_p	Konstante c_p	Basisjahr $t_{\text{base},p}$
Braunkohle	0,3	20	1920
Steinkohle	0,32	20	1920
GuD-Anlage	0,67	40	1975
Gasturbine	0,26	32,5	1980

2015c; Ziesing, 2015, S. 33). Die ENTSO-E hat hierzu veröffentlicht, dass die Eigenproduktion von Industrieanlagen und Teile des Bahnstromnetzes in Deutschland nicht berücksichtigt sind und die veröffentlichten Profile nur rund 91 % der Gesamtnachfrage abbilden (vgl. ENTSO-E, 2010, S. 4). Daher wird im Modell die Lastzeitreihe so skaliert, dass sich summiert über das Jahr der Nettostromverbrauch nach BDEW (2015c) ergibt, der zusätzlich um 5 % erhöht wird, um Netzverluste bei der Übertragung zu berücksichtigen. Der Prozentwert basiert auf Angaben von Ziesing (2015, S. 33), wonach sich die Verluste in den letzten Jahren auf ca. 5 % des Nettostromverbrauches beliefen.

Die Zeitreihen zur Einspeisung der Windenergie- und der Photovoltaikanlagen werden in stündlicher Auflösung im Modell hinterlegt. Sie stammen von der Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, auf der Hochrechnungen für die Einspeisung aus Wind- und Solarenergie veröffentlicht werden (vgl. Deutsche Übertragungsnetzbetreiber, 2015a). Die Einspeisung aus Offshore-Windenergieanlagen ist bisher relativ gering, so belief sich die Jahreseinspeisung nach IEE (2015) in 2012 auf 722 GWh, in 2013 auf 1.028 GWh und in 2014 auf 1.313 GWh. Die entsprechenden Einspeisezeitreihen sind bisher nicht öffentlich verfügbar. Eine Methodik von McLean und Hassan (2008) ermöglicht es jedoch, eine Einspeisezeitreihe für Offshore-Windenergieanlagen aus gemessenen Windgeschwindigkeiten an Offshore-Wetterstationen zu bestimmen, die über die COSMO-Datenbank des deutschen Wetterdienstes bezogen werden können. Da die genannten Profile nur die Einspeisung von Windenergie- und Photovoltaikanlagen nach Abzug der Direktvermarktung umfassen, werden sie mit der Jahreseinspeisung nach BMWi (2015a) bzw. IEE (2015) skaliert. Dazu wird jede Zeitreihe durch deren Summe geteilt und mit der Jahressumme des zu simulierenden Jahres multipliziert. Gleichermaßen werden auch historische Profile für die Last und die Einspeisung aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen für die Simulation zukünftiger Jahre skaliert. Die fluktuierende Charakteristik der Einspeisung wird dadurch beibehalten. Die installierte Leistung erneuerbarer Energieträger wie z.B. Wasser- und Biomassekraftwerke, die besser steuerbar sind, ist in der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur hinterlegt. Ihre Einspeisung wird wie bei den konventionellen Kraftwerken durch die Merit-Order bestimmt, wobei die Wasserkraftwerke aufgrund der variablen Kosten von etwa 0 €/MWh nahezu konstant gefahren werden (vgl. BMWi, 2015a).

Die hinterlegten Preise für Rohöl, Erdgas und Steinkohle sind monatliche bzw. vierteljährliche Einfuhrpreise und stammen aus der Veröffentlichung zu Energiedaten des

Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (vgl. BMWi, 2015a). Es werden pauschale Transportkosten in Höhe von 0,3 €/MWh für Erdgas und Rohöl und in Höhe von 0,4 €/MWh für Steinkohle aufgeschlagen (vgl. Genoese, 2010, S. 144 ff.; Enzensberger, 2003, S. 99). Da Braunkohle im Vergleich zur Steinkohle einen geringen Energiegehalt aufweist und der Transport damit den Preis verhältnismäßig stark steigern würde, befinden sich die Kraftwerke meist in unmittelbarer Nähe des Tagebaus und der Lagerstätten. Dadurch ist der verwendete Jahresdurchschnittspreis für Braunkohle ein Erzeugerpreis (vgl. Lindenberger et al., 2008, S. 13). Der hinterlegte Preis beträgt 4.79 €/MWh (realer Preis für 2012) und ist aus Hobohm et al. (2011, S. 65) und Enzensberger (2003, S. 102) entnommen. Die Preise für CO₂-Zertifikate sind in täglicher Auflösung hinterlegt (vgl. Thomson Reuters, 2015).

3.4.2 Validierung der simulierten Spotmarktpreise

Ein zentrales Modellergebnis ist die simulierte Spotmarktpreiszeitreihe. Um zu prüfen, wie gut das Modell die realen Preise wiedergibt, werden die Simulationsergebnisse den realen Spotmarktpreisen für die Jahre 2012 bis 2014 gegenübergestellt (vgl. EPEX SPOT, 2015c).

Bei der Bewertung der Modellgüte muss beachtet werden, dass eine exakte Modellierung der Vergangenheitswerte nicht möglich ist. Dies hat verschiedene Gründe. Generell gilt, dass ein Modell immer ein Abbild eines realen Systems ist und für die Handhabbarkeit in der Regel Vereinfachungen zur Komplexitätsreduktion notwendig werden. Damit gehen allerdings Ungenauigkeiten bei den Modellergebnissen einher. Daneben sind die verfügbaren Daten für die Modelle häufig beschränkt und werden teils durch Annahmen ersetzt oder bleiben unberücksichtigt. Abweichungen von realen und simulierten Spotmarktpreisen resultieren außerdem daraus, dass die Marktteilnehmer ihre Preisgebote auf Basis ihrer Erwartungen im Vorfeld abgeben, während für das Modell die perfekte Vorausschau auf die tatsächliche Entwicklung unterstellt wird, da die realen Einspeise- und Nachfrage-daten verwendet werden (vgl. Weigt und von Hirschhausen, 2008, S. 4231). Somit wird ein Fundamentalmodell nie den exakten Preisverlauf der Vergangenheit wiedergeben. Allerdings sollten die Abweichungen so gering wie möglich ausfallen. Durch den Vergleich mit bestehenden Modellansätzen lässt sich die Modellgüte eines neuen Ansatzes einordnen.

Als direkte Vergleichswerte werden der Jahresmittelwert, die Standardabweichung sowie der minimale und maximale Preis ausgewertet. Die weiteren Vergleichswerte beziffern den Zusammenhang bzw. die Abweichungen zwischen den simulierten und den realen Werten. Der Pearson-Korrelationskoeffizient gibt an, wie hoch der lineare Zusammenhang zwischen realen und simulierten Preisen ist. Der Mean Absolute Error (kurz MAE, siehe Gleichung 3.28) betrachtet die mittlere Abweichung zwischen den simulierten Preisen \hat{y}_t und den realen Preisen y_t , wobei die Richtung der Abweichung nicht beachtet wird. Der Root Mean Square Error (kurz RMSE, siehe Gleichung 3.29) bildet die Wurzel aus dem mittleren quadratischen Fehler, d.h. er bezieht sich ebenfalls auf die Unterschiede zwischen den Zeitreihen, gewichtet aber große Abstände stärker, in dem sie quadriert werden.

Tabelle 3.5: Kennzahlen zur Validierung der simulierten Spotmarktpreise für das Jahr 2012

Kennzahl	Einheit	reale	simulierte	simulierte
		Preise	Preise	Preise
			ohne Regime-Switching	mit Regime-Switching
Mittelwert	[€/MWh]	42,69	42,58	42,68
Std.abw.	[€/MWh]	18,60	13,98	15,50
Minimum	[€/MWh]	-221,99	6,58	-201,02
Maximum	[€/MWh]	210,00	103,91	169,60
Korrelation	[-]	-	0,70	0,68
MAE	[€/MWh]	-	7,92 (18,6 %)	8,17 (19,1 %)
RMSE	[€/MWh]	-	13,41 (31,4 %)	14,26 (33,4 %)
MAE (sortiert)	[€/MWh]	-	3,78 (8,9 %)	3,52 (8,3 %)
RMSE (sortiert)	[€/MWh]	-	9,80 (23,0 %)	6,46 (15,1 %)
pos. Spitzen/ neg. Preise	[-]	141/56	-	97/39

$$MAE = \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T |\hat{y}_t - y_t| \quad (3.28)$$

$$RMSE = \sqrt{\frac{\sum_{t=1}^T (\hat{y}_t - y_t)^2}{T}} \quad (3.29)$$

Die Tabellen 3.5 und 3.6 zeigen die Simulationsergebnisse im Vergleich zu den realen Preisen für die Jahre 2012 bis 2014. Für das Jahr 2012 werden die Ergebnisse zudem danach unterschieden, ob nur das Fundamentalmodell verwendet wurde oder zusätzlich das Regime-Switching Verfahren zur Simulation der positiven Preisspitzen und negativen Preise eingesetzt wurde, um zu prüfen, ob sich durch letzteres eine Verbesserung bei der Preissimulation ergibt. Zunächst soll daher beispielhaft für 2012 auf die Unterschiede in den Simulationsergebnissen mit und ohne Berücksichtigung des Regime-Switching-Ansatzes eingegangen werden. Die Effekte, die hierbei zu beobachten sind, sind vergleichbar für die Jahre 2013 und 2014. Die Simulationsergebnisse dieser Jahre werden anschließend mit den realen Daten verglichen.

Bei Anwendung des Regime-Switching-Ansatzes werden in der Modellierung Zufallskomponenten eingesetzt, so dass für das zu simulierende Jahr 100 verschiedene Preisszeitreihen erstellt werden. Die mittleren Kennzahlen dieser Zeitreihen sind in Tabelle 3.5 aufgelistet. Der Mittelwert der Spotmarktpreise ändert sich bei Berücksichtigung des Regime-Switching-Ansatzes nur geringfügig und entspricht nahezu dem realen Wert. Deutlicher wird der Effekt der Preisspitzenmodellierung bei der Standardabweichung, die auf 15,50 €/MWh und damit um 1,52 €/MWh gegenüber der Variante ohne Preisspitzen bzw. negative Preise steigt und somit dem realen Wert von 18,60 €/MWh näher

Tabelle 3.6: Kennzahlen zur Validierung der simulierten Spotmarktpreise für die Jahre 2013 und 2014

Kennzahl	Einheit	reale	simulierte	reale	simulierte
		Preise 2013	Preise 2013	Preise 2014	Preise 2014
Mittelwert	[€/MWh]	37,78	33,82	32,76	29,58
Std.abw.	[€/MWh]	16,46	13,94	12,78	10,59
Minimum	[€/MWh]	-100,03	-202,22	-65,03	-198,68
Maximum	[€/MWh]	130,27	160,34	87,97	152,08
Korrelation	[-]	-	0,70	-	0,65
MAE	[€/MWh]	-	8,47 (22,4 %)	-	6,99 (21,3 %)
RMSE	[€/MWh]	-	12,77 (33,8 %)	-	10,66 (32,5 %)
MAE (sortiert)	[€/MWh]	-	5,83 (15,4 %)	-	4,77 (14,6 %)
RMSE (sortiert)	[€/MWh]	-	7,56 (20,0 %)	-	6,66 (20,3 %)
pos. Spitzen/ neg. Preise	[-]	111/64	84/50	11/64	78/49

kommt. Auch die Extremwerte zeigen eine größere Spannbreite, die den realen Minimal- und Maximalwerten besser entsprechen.

Die Korrelation von realer und simulierter Zeitreihe und die Fehlermaße MAE und RMSE verschlechtern sich im Regime-Switching-Modell leicht. Dies liegt daran, dass die Preisspitzen über das Jahr hinweg zufallsbasiert verteilt werden, so dass sie zwar an Zeitpunkten auftreten, die typische Eigenschaften für sehr hohe bzw. negative Preise aufweisen (hoher/niedriger Knappheitsfaktor, Wochentag/Wochenende, Tag/Nacht), jedoch dann auch nur mit einer bestimmten Wahrscheinlichkeit erzielt werden. Dadurch treten manche Preisspitzen zeitlich versetzt zu denen auf, die tatsächlich beobachtet wurden. Die verbesserten Fehlermaße MAE und RMSE der sortierten Zeitreihen verdeutlichen aber, dass die Häufigkeit und Höhe der Preisspitzen durch den Regime-Switching-Ansatz besser abgebildet werden. Die Häufigkeit insbesondere der negativen Preise war 2012 mit 56 Fällen gering und wird, genau wie die positiven Preisspitzen, vom Modell im Mittel unterschätzt. Da die Wahrscheinlichkeiten für Preissprünge auf Basis aller Preise von 2012 bis 2014 ermittelt werden, ist zu erwarten, dass sich in einem einzelnen Jahr Abweichungen zwischen der realen und simulierten Häufigkeit der Preisspitzen und negativen Preise ergeben. So werden die positiven Preisspitzen z.B. in 2012 und 2013 unter- und in 2014 überschätzt, siehe Tabelle 3.6. Die Anzahl simulierter negativer Preise liegt für die Jahre 2013 und 2014 über der Anzahl in 2012, was auch der Realität entspricht. Dies ist u.a. darauf zurückzuführen, dass nach 2012 die Situationen mit einem Überangebot an Erzeugungskapazität gestiegen sind, die das Auftreten negativer Preise begünstigen. Dies wird durch das Modell abgebildet. Für die Modellierung zukünftiger Preise wird erwartet, dass die Situationen mit negativen Preisen zunehmen, so dass die Modellierung dieser Preise

dafür mehr Relevanz hat als für die vergangenen Jahre. Der Regime-Switching-Ansatz wird daher im Kapitel 5.3 für die Simulation der Zukunftsszenarien Anwendung finden.

In Tabelle 3.6 sind die realen Preise aus 2013 und 2014 den Simulationsergebnissen gegenübergestellt, die den Regime-Switching-Ansatz berücksichtigen. Sowohl die realen als auch die simulierten Mittelwerte sinken von 2013 auf 2014. Dieser starke Preisrückgang ist zum einen dem gestiegenen Anteil der Einspeisung aus erneuerbaren Energien geschuldet. Zum anderen sind sowohl die Stromnachfrage als auch die Energieträgerpreise für Öl, Gas und Steinkohle im gleichen Zeitraum gesunken. Die Kombination dieser Effekte führt im Modell zu einem stärkeren preissenkenden Effekt als in der Realität, was durch die geringeren simulierten Mittelwerte in beiden Jahren deutlich wird. Die Standardabweichung liegt in beiden Jahren etwas unterhalb der tatsächlichen Standardabweichung, was darauf zurückzuführen ist, dass trotz Berücksichtigung der Preisspitzen und negativen Preise die Schwankungen um den Mittelwert noch unterschätzt werden. In den beiden Jahren beläuft sich die simulierte Standardabweichung auf 85 % bzw. 83 % des realen Wertes. Im Vergleich zu anderen Modellen ist dieses Ergebnis als gut zu bewerten, so gibt beispielsweise das Modell PowerACE in der Version von Genoese (2013, S. 149 und 152) lediglich 30 % bzw. 37 % der realen Standardabweichung für die Jahre 2009 und 2010 wieder. Das gleiche Modell weist in älteren Versionen Standardabweichungen in Höhe von 37 % bis 91 % der realen Werte für Simulationen der Jahre 2001, 2004, 2005 und 2006 auf (vgl. Möst und Genoese, 2009, S. 62 ff.; Sensfuß, 2007, S. 97).

Negative Werte werden durch den Regime-Switching-Ansatz erzielt, allerdings fallen sie aufgrund der stochastischen Modellierung niedriger aus als die real erzielten Werte. Der Maximalwert wird in beiden Jahren überschätzt, was ebenfalls auf die stochastische Preisbestimmung zurückzuführen ist. Als weiterer Indikator zeigt der Korrelationskoeffizient, wie gut die Preisverläufe von simulierten und realen Preisen zusammenhängen. Hierbei werden Werte von 0,70 (2013) bzw. 0,65 (2014) erreicht, die auf eine gute Korrelation schließen lassen. Werte von über 0,6 sind bei anderen Fundamentalmodellen ebenfalls zu finden (vgl. Genoese, 2013, S. 149 und 152; Möst und Genoese, 2009, S. 62 ff.; Sensfuß, 2007, S. 97). Der Abstand zwischen den zu Jahresdauerlinien sortierten Preiszeitreihen ergibt einen MAE von 5,83 €/MWh (2013) bzw. 4,77 €/MWh (2014) und einen RMSE von 7,56 €/MWh (2013) bzw. 6,66 €/MWh (2014). Zipf (2014, S. 31) erzielt mit einem Fundamentalmodell einen MAE von 2,92 €/MWh und einen RMSE von 5,77 €/MWh und liegt damit unterhalb der Abstandsmaße des vorliegenden Modells, allerdings beschränken sich die dort veröffentlichten Werte auf die erste Januarwoche 2012. In den Simulationen der Jahre 2001, 2004, 2005 und 2006 mit PowerACE werden Werte für den MAE im Bereich von 1,91 €/MWh bis 7,88 €/MWh sowie für den RMSE im Bereich von 2,81 €/MWh bis 39,09 €/MWh beobachtet (vgl. Möst und Genoese, 2009, S. 62 ff.). Damit liegen die vorliegenden Ergebnisse innerhalb der ermittelten Spannbreiten der Literaturquellen und weisen eine ähnliche Güte bei der Spotmarktpreissimulation auf wie vergleichbare Ansätze.

3.4.3 Validierung der simulierten Zusammensetzung der Stromerzeugung

Im Modell ist die Stromerzeugung aus Windenergie- und Photovoltaik-Anlagen exogen vorgegeben. Für alle weiteren erneuerbaren und konventionellen Erzeugungseinheiten sind die installierten Leistungen hinterlegt, so dass sich die erzeugte Jahresstrommenge je Energieträger erst aus der Simulation ergibt. Die erzeugte Jahresstrommenge richtet sich nach der Nettostromnachfrage, deren Berechnung in 3.4.1 beschrieben ist. Die Nachfrage beträgt demnach 561 TWh im Jahr 2012, 562 TWh im Jahr 2013 und 547 TWh im Jahr 2014 und die Nettostromerzeugung entspricht diesen Werten. Die auf der Homepage des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. veröffentlichten historischen Daten sind etwas höher (vgl. BDEW, 2015d), wodurch sich leichte Abweichungen zwischen simulierten und realen Daten ergeben. Diese Unschärfe ist auf die unterschiedlichen Datenquellen und die pauschale Berechnung der Übertragungsverluste sowie die Nichtberücksichtigung der Im- und Exporte zurückzuführen.

In Abbildung 3.12 ist die reale und simulierte Zusammensetzung der Nettostromerzeugung im Jahr 2013 beispielhaft dargestellt. Ähnliche Zusammensetzungen zeigen sich auch für die Jahre 2012 und 2014. Die Simulationsergebnisse weisen eine vergleichbare Erzeugungsstruktur wie die realen Daten auf. Allerdings wird die Erzeugung aus Braunkohle im Modell überschätzt, während die Erzeugung aus Erdgas deutlich unterschätzt wird. Ein Grund hierfür könnte sein, dass die Verfügbarkeit von Braunkohlekraftwerken im Modell zu hoch angesetzt ist, da hier nur ungeplante Nichtverfügbarkeiten berücksichtigt wurden. Dahinter steht die Annahme, dass geplante Nichtverfügbarkeiten, d.h. Wartungsarbeiten und Revisionen, insbesondere dann stattfinden, wenn die Residuallast ohnehin gering ist und somit die Preisbildung nicht stark beeinflusst wird. Für Grundlastkraftwerke, die momentan nahezu das ganze Jahr eingesetzt werden, führt diese Annahme dazu, dass die Verfügbarkeit zu hoch angenommen wird. Dies hat wiederum zur Folge,

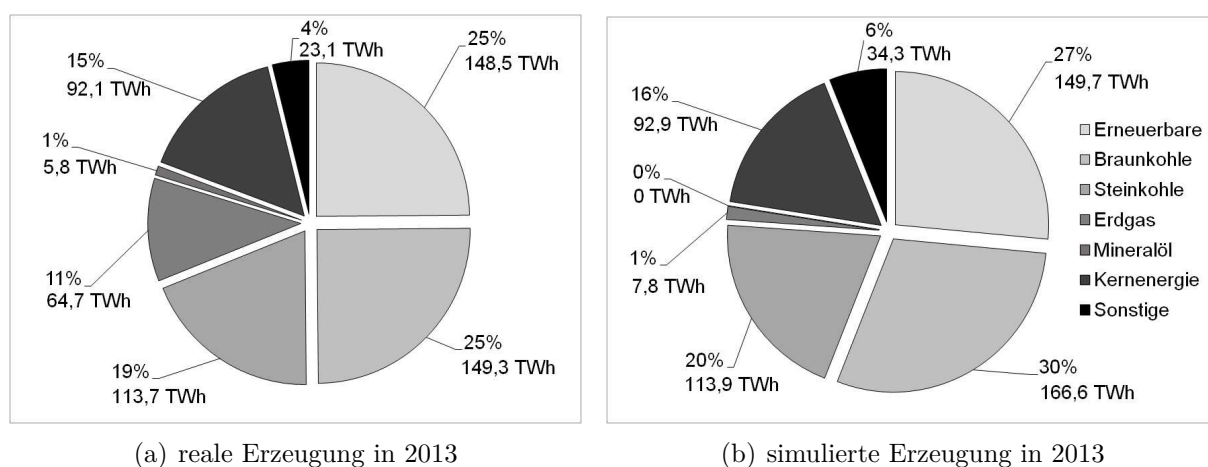


Abbildung 3.12: Vergleich der realen und simulierten Zusammensetzung der Nettostromerzeugung in 2013

dass der Einsatz von Kraftwerken mit höheren Stromgestehungskosten, wie den Gaskraftwerken, unterschätzt wird. Bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien werden in Zukunft gehäuft Situationen auftreten, in denen die Braunkohlekraftwerke nicht benötigt werden, so dass zu diesen Stunden die geplanten Revisionen durchgeführt werden können.

Der gewichtigere Faktor, der Einfluss auf die Unterschätzung der Auslastung der Gaskraftwerke hat, liegt jedoch in den gewählten Modellgrenzen, die den Wärmesektor und damit die Wärmenachfrage nicht in das Modell einschließen. Gasbefeuerte Anlagen, die sowohl Strom als auch Wärme erzeugen können (z.B. Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK-Anlagen) und Heizkraftwerke), sind überwiegend wärmegeführt, d.h. ihr Einsatz orientiert sich am Wärmebedarf. Grund hierfür ist u.a. die Förderung der KWK-Anlagen durch eine spezielle Vergütung des erzeugten Stroms bzw. einer reduzierten EEG-Umlage bei dessen Eigenverbrauch. Die Spotmarkt-Gebote der KWK-Anlagen können aufgrund dieser Förderung unterhalb der variablen Gestehungskosten liegen, so dass sie in der Merit-Order-Kurve weiter links einsortiert werden. Dies führt in der Realität tendenziell zu einer höheren Auslastung der Gas- und einer niedrigeren Auslastung der Kohlekraftwerke, was im Modell nicht berücksichtigt wird. In anderen Fundamentalmodellen treten in ähnlicher Weise Unterschätzungen der gasbasierten Stromproduktion auf. So wird in r2b und Consentec (2010, S. 119) die Stromerzeugung aus Gas in 2010 mit 30,3 TWh simuliert, was deutlich unterhalb des realen Werts von 86,6 TWh liegt. In Genoese (2010, S. 160) ergibt die Simulation mit dem Modell PowerACE eine Stromerzeugung aus Gaskraftwerken von 3 % statt 11 % der konventionellen Stromerzeugung in 2001 und von 7 % statt 12 % in 2004. In der neueren Modellversion von Genoese (2013, S. 152 ff.) ist die Differenz zur realen Stromerzeugung aus Gaskraftwerken für 2009 und 2010 geringer, wird aber dennoch unterschätzt.

3.4.4 Validierung der simulierten CO₂-Emissionen

In Tabelle 3.7 sind die simulierten und realen CO₂-Emissionen im Stromsektor in den Jahren 2012 bis 2014 gegenübergestellt. Im Modell werden die Emissionen der konventionellen Kraftwerke über den Wirkungsgrad und Emissionsfaktor für jedes Kraftwerk berechnet und aggregiert. Die tatsächlich absolut angefallenen CO₂-Emissionen entstammen einer Veröffentlichung des Umweltbundesamtes (vgl. Icha, 2016, S. 2). Die spezifischen Emissionen ergeben sich durch Division der absoluten Emissionen durch die jährliche Nettostromerzeugung (vgl. BDEW, 2015a und Kapitel 3.4.1).

Die Ergebnisse verdeutlichen, dass das Modell die absoluten CO₂-Emissionen in den betrachteten Jahren gegenüber den dokumentierten Werten um 10 % bis 14 % unterschätzt. Die simulierten spezifischen Emissionen weisen dagegen geringere Abweichungen von den ausgewiesenen Werten auf. Dies liegt zum einen daran, dass im Modell die Jahresmenge der Stromerzeugung geringer ausfällt als in der Realität, da keine Im- und Exporte mit dem Ausland berücksichtigt werden. Da in den simulierten Jahren mehr Strom von Deutschland an die Nachbarländer geflossen ist, als bezogen wurde, ergibt sich ein Exportüberschuss, der im Modell nicht hinterlegt ist. Zum anderen ist ein Teil der Abweichung auf

Tabelle 3.7: Absolute und spezifische CO₂-Emissionen im Stromsektor

	Einheit	2012	2013	2014
Absolute Emissionen:				
real nach Icha (2016, S. 6)	[Mio. t CO ₂]	326	331	315
simuliert	[Mio. t CO ₂]	295	289	271
Spezifische Emissionen:				
real nach Icha (2016, S. 6), BDEW (2015a)	[g CO ₂ /kWh]	550	554	535
simuliert	[g CO ₂ /kWh]	523	512	493

die Annahmen des Modells zurückzuführen. So sind z.B. statische Kraftwerkswirkungsgrade angenommen, die in der Realität beim Betrieb eines Kraftwerks in Teillast jedoch auch deutlich geringer ausfallen können. Da die Wirkungsgrade in die Emissionsberechnung einfließen, führt ein höherer Wert während des Teillastbetriebs zu einer geringeren Menge an simulierten Emissionen.

3.4.5 Schlussfolgerungen aus der Validierung

In den Kapiteln 3.4.2 bis 3.4.4 wurde die Güte des erstellten Fundamentalmodells anhand verschiedener Kennzahlen überprüft. Der Vergleich von historischen und simulierten Werten der Jahre 2012 bis 2014 zeigt, dass mit dem Modell die Spotmarktpreise, die Zusammensetzung der Stromerzeugung und die CO₂-Emissionen gut wiedergegeben werden. Dabei bietet die Erweiterung des Fundamentalmodells um den Regime-Switching-Ansatz den Mehrwert, dass auch negative und positive Preisspitzen modelliert werden können und sich die Modellgüte für die sortierten Preiszeitreihen dadurch verbessert. Der entwickelte Ansatz ermöglicht es, Preisspitzen für zukünftige Jahre zu simulieren und für die Bewertung eines Elektrolyseurs heranzuziehen. Die Abweichungen zwischen realen und simulierten Werten können mit den getroffenen Annahmen und der teils beschränkten Datenverfügbarkeit begründet werden.

Mithilfe des Modells werden die Entwicklungen, die von einem Jahr zum nächsten aufgetreten sind, gut erklärt. So sank von 2012 bis 2014 der reale mittlere Spotmarktpreis und die reale Standardabweichung, was in den Modellergebnissen abgebildet ist. Im Erzeugungsmix stieg in dem betrachteten Zeitraum der Anteil erneuerbarer Energien, was insbesondere zwischen 2013 und 2014 zu einem Rückgang der absoluten und spezifischen CO₂-Emissionen führte. Dies ist in den Simulationsergebnissen ebenfalls zu beobachten.

Für die Simulation zukünftiger Jahre ist der Ansatz diesen Ergebnissen zufolge geeignet. Dabei muss allerdings berücksichtigt werden, dass die getroffenen Annahmen häufig aus Vergangenheitswerten abgeleitet werden und sich zukünftig ändern können. Einige Parameter können entsprechend der heutigen Erwartung über zukünftige Entwicklungen angepasst werden, z.B. Energieträgerpreise und Wirkungsgrade. Bei manchen Parametern ist die Entwicklung für die Zukunft jedoch schwer vorherzusehen, z.B. für die Wahrscheinlichkeiten, die zur Bestimmung von Preisspitzen verwendet werden. Daher werden

hier weiterhin die aus historischen Daten abgeleiteten Werte verwendet. In diesem Zusammenhang wird auch unterstellt, dass sich das Marktdesign nicht ändert, so dass die Funktionsweise des Spotmarktes gleich bleibt. Damit kann der Modellansatz verwendet werden, um die Spotmarktpreise, die Zusammensetzung der Stromerzeugung und die damit einhergehenden CO₂-Emissionen für zukünftige Szenarien näherungsweise zu bestimmen. Die Auswahl dieser Szenarien und die Simulationsergebnisse für zukünftige Jahre sind Bestandteil von Kapitel 5.

4 Modellierung von Sekundärregelleistungspreisen

Einleitung

Ein Elektrolyseur kann nicht nur am Spotmarkt, sondern aufgrund seiner technischen Charakteristika auch am Regelleistungsmarkt eingesetzt werden, wie unter Kapitel 2.1.2 erläutert ist. Ein Betreiber hat damit die Möglichkeit, zusätzliche Erlöse zu erzielen und die Abhängigkeit von einem einzigen Markt zu senken. Die ökonomische Bewertung der Regelleistungsvermarktung ist für vergangene Jahre anhand der historischen Leistungspreise möglich. Um die Preise unter geänderten, zukünftigen Rahmenbedingungen zu bestimmen, wird ein Modellansatz benötigt, der im Rahmen dieses Kapitels beschrieben wird. Im Vergleich zum Spotmarkt sind die technischen Anforderungen an die teilnehmenden Technologien auf dem Regelleistungsmarkt höher und es werden mehrere Produkte mit unterschiedlichen zeitlichen Dimensionen gehandelt. Daher wird in Kapitel 4.1 zunächst die Ausgestaltung des Marktes beschrieben und die Teilnahme eines Elektrolyseurs diskutiert. Anschließend werden in Kapitel 4.2 Ansätze zur Modellierung von Leistungspreisen vorgestellt, worunter ein Opportunitätskostenansatz als Grundlage für die Berechnung der Leistungspreise ausgewählt wird. Er wird auf eine Nachfrageeinheit angewandt und es wird analysiert, wie sich die Preisbildung von Leistungspreisen für Erzeugungs- und Nachfrageeinheiten unterscheidet. Anhand von historischen Daten lässt sich der Ansatz in Kapitel 4.3 bewerten. Die Erkenntnisse werden schließlich in Kapitel 4.4 zusammengefasst.

4.1 Ausgestaltung des Regelleistungsmarktes

Dieses Kapitel gibt zunächst einen Überblick über die regulatorische Ausgestaltung des Regelleistungsmarktes und zeigt anschließend, welcher Regelleistungsbedarf besteht und durch welche Anbieter er gedeckt wird. Dabei wird auch auf mögliche Entwicklungen in der Zukunft eingegangen, um das Marktumfeld einzuschätzen und die Attraktivität des Marktes für einen potenziellen Betreiber eines Elektrolyseurs zu bewerten. Dieser muss die technischen Anforderungen erfüllen und sich gegenüber konkurrierenden Anbietern durchsetzen, auf die in einem Unterkapitel gesondert eingegangen wird. Abschließend wird die Teilnahme des Elektrolyseurs am Regelleistungsmarkt diskutiert.

4.1.1 Regulatorischer Rahmen

Regelenergie wird benötigt, um Stromangebot und –nachfrage permanent im Gleichgewicht zu halten und kurzfristig auftretende Abweichungen zu kompensieren. Dabei wird positive Regelenergie eingesetzt, um Leistungsdefizite auszugleichen, bspw. wenn unvorhergesehen ein Kraftwerksausfall auftritt, und negative Regelenergie, wenn ein Leistungsüberschuss besteht, so dass Erzeugungsleistung heruntergefahren oder Nachfrageleistung erhöht werden muss.

Es werden drei verschiedene Regelleistungsarten unterschieden, die unterschiedlich schnell aktiviert werden können: die Primärregelleistung, die Sekundärregelleistung und die Minutenreserve bzw. Tertiärregelleistung. Aufgrund der Kurzfristigkeit der Bereitstellung müssen die Anbieter bestimmte technische Anforderungen erfüllen, die im Rahmen eines Präqualifikationsverfahrens überprüft werden (vgl. Deutsche Übertragungsnetzbetreiber, 2015b). Tabelle 4.1 gibt eine Übersicht über die Charakteristika und Ausgestaltung der drei Regelleistungsarten. Aus technischer Sicht ist insbesondere die Aktivierungszeit entscheidend dafür, ob eine Einheit für eine bestimmte Regelleistungsart anbieten darf. Die Mindestangebotsgröße muss nicht von einer einzelnen Einheit, sondern kann auch durch sog. Poolung durch eine zentrale Stelle erbracht werden, die die Regelsignale an die Einheiten kommuniziert. Die unterschiedlichen Zeitscheiben beziehen sich auf die Lieferzeiträume der Regelleistung. Die Primärregelleistung muss über die gesamte Woche vorgehalten werden, für die Sekundärregelleistung wird zwischen Haupttarif (HT) und Nebentarif (NT) unterschieden und die Minutenreserve ist in sechs Zeitscheiben mit einem Lieferzeitraum von vier Stunden unterteilt.

Ein wichtiger Unterschied gegenüber dem Spotmarkt liegt in der Vergütungsform. Am Spotmarkt wird elektrische Energie (Arbeit) gehandelt. Am Regelleistungsmarkt wird dagegen die elektrische Leistung angeboten, die für einen sicheren Netzbetrieb eventuell benötigt wird. D.h. die Vorhaltung dieser Leistung wird mit dem Leistungspreis vergütet und im Falle von Sekundärregelleistung und Minutenreserve wird zusätzlich bei Abruf dieser Leistung ein Arbeitspreis bezahlt. Der Abruf wird kurzfristig nach Bedarf vom Netzbetreiber getätigt.

Aus dem zeitlichen Ablauf der Gebotsfristen am Spot- und Regelenenergiemarkt ergeben sich Wechselwirkungen zwischen den Märkten. Der Ausschreibungszeitraum beträgt für die Primär- und Sekundärregelleistung eine Woche, in der Regel beginnend am Montag, und für die Minutenreserve einen Tag. Der Ausschreibungszeitpunkt ist bei der Primärregelleistung in der Regel dienstags, bei der Sekundärregelleistung mittwochs und bei der Minutenreserveleistung täglich um 10 Uhr (vgl. Deutsche Übertragungsnetzbetreiber, 2015b). Dies bedeutet, dass die Gebote für die Regelleistung vor der Spotmarktauktion abgegeben werden, die täglich um 12 Uhr die Kontrakte für den folgenden Tag schließt. Anbieter beziehen ihre Erwartungen bzgl. der Spotmarktauktion daher in ihr Leistungspreisgebot mit ein. Hierbei muss zum einen berücksichtigt werden, dass der Zuschlag am Spotmarkt stets mit einer physischen Erfüllung verbunden ist. Im Falle eines zuvor erfolgreich platzierten Regelleistungsgebots muss dementsprechend das Spotmarktangebot

Tabelle 4.1: Anforderungen und Daten zu den drei Regelleistungsarten in Deutschland (vgl. Deutsche Übertragungsnetzbetreiber, 2015b, Hirth und Ziegenhagen, 2013b, Con-sentec GmbH, 2014)

	Primär- regelleistung	Sekundär- regelleistung	Minuten- reserve
Ausschreibungsdauer	wöchentlich	wöchentlich	werktäglich
Regelleistungsprodukte	pos. und neg.	pos. oder neg.	pos. oder neg.
Produktlaufzeit	1 Woche	HT: Mo-Fr, 8-20 h, NT: restlicher Zeitraum und Feiertage	4 Stunden
Mindestangebotsgröße	1 MW	5 MW	5 MW
Aktivierung	basierend auf lokaler Fre- quenzmessung	automatisch durch Leistungs- Frequenz-Regler	zentraler Abruf durch IT
Aktivierungszeit	≤ 30 Sek.	≤ 5 Min.	$\leq 7-15$ Min.
Regelleistungsbedarf	600 MW	für pos. und neg. jeweils ca. 2.000 MW	für pos. und neg. jeweils ca. 2.000 MW
Anzahl der Anbieter (Stand 06/2015)	19	31	44
Art der Anbieter	laufende Erzeuger, Batterien	laufende Erzeuger, Speicherkraftwer- ke, große Nachfrager	laufende und schnell startende Erzeuger im Stand-by-Betrieb, große Nachfrager

angepasst werden, so dass die Regelleistungsvorhaltung eingehalten wird. Eine Erzeugungseinheit, die bei Bedarf positive Regelleistung bereitstellen muss, kann z.B. nicht die maximale Erzeugungsleistung am Spotmarkt anbieten. Zum anderen setzt insbesondere die Bereitstellung negativer Regelleistung durch thermische Kraftwerke voraus, dass das Kraftwerk in Betrieb ist, d.h. idealerweise am Spotmarkt eingesetzt wird. Das Leistungspreisgebot des Anbieters berücksichtigt somit den Einsatz am Spotmarkt und orientiert sich an den entgangenen Erlösen am Spotmarkt bzw. den zusätzlichen Kosten, die durch einen Teillastbetrieb entstehen.

Auf der Internetplattform www.regelleistung.net werden die Ausschreibung und ihre Ergebnisse veröffentlicht (vgl. Deutsche Übertragungsnetzbetreiber, 2015b). Anhand der Leistungspreisgebote wird für das jeweilige Produkt eine Merit-Order gebildet und alle bezuschlagten Anbieter erhalten eine Vergütung in Höhe ihres Gebotes (pay-as-bid Auktion). Die Arbeitspreisgebote der bezuschlagten Anbieter werden anschließend ebenfalls zu einer Merit-Order sortiert und im Falle eines Abrufs der Reihe nach aktiviert und mit dem gebotenen Arbeitspreis vergütet. Dabei bedeutet die Vergütung der Regelleistungsvorhaltung immer eine Zahlung des Übertragungsnetzbetreibers an den Anbieter. Der Regelleistungabruf kann hingegen auch eine Zahlung des Anbieters an den Übertragungsnetzbetreiber darstellen (vgl. Consentec GmbH, 2014, S. 28). Dies ist z.B. möglich, wenn eine Nachfrageeinheit bei Abruf negativer Regelleistung ihre Last erhöht und bereit ist, für diesen Strombezug etwas an den Netzbetreiber zu bezahlen.

Ungleichgewichte zwischen Angebot und Nachfrage werden zunächst durch die Primärregelleistung ausgeglichen, die nach spätestens fünf Minuten von der Sekundärregelleistung abgelöst wird. Bei Bedarf wird anschließend noch die Minutenreserve eingeschaltet. Je nach Bedarf und aufgrund der Trägheit der anfahrenen Einheiten kann sich innerhalb der Viertelstunde das Vorzeichen des Regellenergiebedarfs ändern, so dass in diesem Zeitraum sowohl positive als auch negative Abrufe stattfinden können (vgl. Consentec GmbH, 2014, S. 23 ff.).

Vor dem Hintergrund steigender Anteile erneuerbarer Energien und einer ungleichen geographischen Verteilung von Stromangebot und -nachfrage in Deutschland wird das zukünftige Marktdesign für den Strommarkt derzeit intensiv diskutiert. Das sog. Weißbuch fasst die Ergebnisse eines Konsultationsprozesses zum Strommarktdesign zusammen, an dem verschiedene öffentliche und private Teilnehmer sowie Unternehmen beteiligt waren, und liefert Vorschläge für eine Ausgestaltung der Strommärkte (vgl. BMWi, 2015b). Darin wird angeregt, die Ausschreibungsbedingungen zu ändern, um neuen Anbietern die Teilnahme am Regelleistungsmarkt zu ermöglichen (vgl. BMWi, 2015b, S. 67 f.). Dies soll laut Weißbuch den Wettbewerb steigern und kann somit die Kosten senken. Diskutiert werden kürzere Vorlaufzeiten und kleinere Produkte, d.h. im Fall der Sekundärregelleistung eine kalendertägliche Ausschreibung von vierstündlichen oder sogar stündlichen Produkten (vgl. BMWi, 2015b, S. 68). Dies würde insbesondere die Teilnahme der erneuerbaren Energien erleichtern. Außerdem wird angeregt, die pay-as-bid-Auktion durch ein Einheitspreisverfahren zu ersetzen, bei dem alle Anbieter den Preis in Höhe der Grenzkosten der letzten eingesetzten Einheit erhalten. Dies soll zu einer effizienteren und einfacheren Ausgestaltung der Märkte für Sekundärregelleistung und Minutenreserve führen.

4.1.2 Bedarf an Regelleistung

Nach Hirth und Ziegenhagen (2013a, S. 59 ff.) bestimmen vier Einflussfaktoren maßgeblich den Bedarf an Regelleistung: ungeplante Kraftwerksausfälle, Lastprognosefehler, kurzfristige Prognosefehler bei der Einspeisung aus Wind- und Photovoltaik-Anlagen sowie Fahrplansprünge. Letztere sind als Unterschiede zwischen dem stetigen Verlauf der Erzeugung und der Lasten und dem treppenförmigen Verlauf der Kraftwerksfahrpläne zu verstehen. Die Abweichungen, die aus den genannten Faktoren resultieren, können sich dabei auch teilweise kompensieren, so dass letztendlich die Summe aller Abweichungen die Höhe des Regelleistungsbedarfs bestimmt. Weiterhin wird der Bedarf durch regulatorische Vorgaben beeinflusst. So bedingt bspw. die Größe der Regelzone die Stärke der Ausgleichseffekte. Außerdem bestimmt das vorgegebene Sicherheitsniveau von derzeit 99.95 %, dass der stündliche Regelenergiebedarf die vorgehaltene Leistung nur in 0.05 % aller Stunden pro Jahr übersteigen darf (vgl. Hirth und Ziegenhagen, 2013a, S. 60).

Dass der Regelleistungsbedarf von einer Vielzahl an Faktoren abhängt, zeigt sich auch an der Bedarfsentwicklung der letzten Jahre. Trotz einer Verdoppelung der installierten Leistung von Photovoltaik- und Windanlagen zwischen 2008 und 2012 sank der ausgeschriebene Regelleistungsbedarf in diesem Zeitraum um 20 % auf 8 bis 9 GW in Deutschland (vgl. Hirth und Ziegenhagen, 2013b, S. 1). Grund hierfür dürfte u.a. die Einführung des Netzregelverbundes sowie eine Verbesserung der Prognosegüte und eine höhere Liquidität am Intradaymarkt sein, der für ein verbessertes Bilanzkreismanagement sorgte (vgl. Hirth und Ziegenhagen, 2013a, S. 60). Dass fluktuierende erneuerbare Energien den Regelleistungsbedarf grundsätzlich erhöhen, konnte dennoch nachgewiesen werden (vgl. Hirth und Ziegenhagen, 2013a, S. 60; Milligan et al., 2010, S. 31 ff.).

Im Allgemeinen wird für die Zukunft von einem steigenden Regelleistungsbedarf ausgegangen, wobei die Höhe je nach Annahmen der Veröffentlichungen stark schwanken. In einer Studie von Hannig et al. (2009, S. 43) werden Szenarien auf Basis der ersten dena Netzstudie entwickelt. Demnach wird im Jahr 2025 ein zusätzlicher positiver Regelleistungsbedarf zwischen 0,5 und 10,5 GW und ein zusätzlicher negativer Regelleistungsbedarf zwischen 1,5 und 8,5 GW erwartet. Die große Spannbreite bei den Szenarien verdeutlicht die große Unsicherheit bei dieser Abschätzung. Innerhalb dieser Werte liegen auch Ergebnisse von Bucksteeg et al. (2014, S. 108), die den positiven Regelleistungsbedarf in 2020 auf ca. 8 GW und den negativen Bedarf auf ca. 6 GW beziffern.

Berechnungen von Maurer (2013, S. 8) zeigen den absoluten Bedarf an Sekundärregelleistung und Minutenreserveleistung in Abhängigkeit der installierten Windleistung und der eingespeisten Windarbeit. Es wird ersichtlich, dass der Bedarf an Minutenreserve sowohl im positiven als auch im negativen Bereich mit zunehmendem Anteil an Windleistung in Deutschland steigt. Insbesondere für eine installierte Leistung von 60 bzw. 90 GW ergeben sich große Regelleistungsbedarfe, wenn die Einspeisung bei mindestens 16 % der installierten Windleistung liegt. Die in den letzten Jahren beobachtete, durchschnittliche Verfügbarkeit der Windeinspeisung liegt bei 13,1 % (bezogen auf die installierte Leistung), so dass Situationen mit Einspeisungen über 16 % bereits häufiger aufgetreten sind (vgl. Plötz und Michaelis, 2014a, S. 4).

In Sterner et al. (2010, S. 67) wird am Beispiel der Minutenreserve gezeigt, dass der Bedarf bis 2020 auf über 10 GW an positiver und negativer Minutenreserve steigen, aber bis 2050 auch gegenüber heute etwa gleichbleibend sein kann. Ein konstanter Bedarf kann sich unter einer bestimmten Kombination von Annahmen ergeben. Zum einen wird von einem abnehmenden Anteil großer, konventioneller Kraftwerke ausgegangen, deren ungeplanter Ausfall ein großes Leistungsdefizit hervorruft, das durch Regelleistung kompensiert werden müsste. Durch viele dezentrale Einheiten wird dieses Risiko vermindert. Zum anderen senkt die steigende Prognosegenauigkeit die Unsicherheit bei der Einspeisung aus erneuerbaren Energien (vgl. Sterner et al., 2010, S. 67). Dies wird bei einem starken Ausbau regenerativer Erzeugungsanlagen jedoch auch durch deren steigende Strommenge zumindest teilweise kompensiert.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die zukünftige Entwicklung des Regelleistungsbedarfs mit hohen Unsicherheiten behaftet ist. Angaben in der Literatur deuten bei steigenden Anteilen erneuerbarer Energien auf einen zunehmenden Bedarf hin. Jedoch ist der Einfluss der Prognosegüte und regulatorischer Veränderungen am Regelleistungsmarkt sehr stark, so dass eine genaue Abschätzung kaum möglich ist.

4.1.3 Anbieter von Regelleistung

Zu den Regelleistungsanbietern zählen in erster Linie thermische Erzeugungseinheiten, aber auch Wasserkraftwerke, Pumpspeicher und Batterien sowie große Nachfrager (Consentec GmbH, 2014, S. 10, 12). Braun- und Steinkohlekraftwerke und GuD-Anlagen können im Allgemeinen alle drei Regelleistungsarten anbieten, während ältere Öl- und Gaskraftwerke nur die technischen Voraussetzungen der Minutenreserve erfüllen (vgl. Schäfer et al., 2014, S. 26). Die Primär- und Sekundärregelleistung erfordert für thermische Erzeuger einen Teillastbetrieb, während die Minutenreserve bspw. von Gasturbinen aufgrund ihrer Schnellstartfähigkeit auch aus dem Stillstand erbracht werden kann (vgl. Schäfer et al., 2014, S. 26). Gemäß einer Vereinbarung des Verbands der Netzbetreiber muss jede Erzeugungseinheit mit über 100 MW Anschlussleistung zur Bereitstellung von Primärregelleistung fähig sein (vgl. Berndt et al., 2007, S. 27). Dabei müssen mindestens 2 % der Nennleistung regelbar sein, sowohl zur Erhöhung als auch zur Absenkung (vgl. Berndt et al., 2007, S. 27).

Da ein steigender Anteil erneuerbarer Energien aber mit einem Rückgang konventioneller Erzeugungskapazität verbunden ist, die derzeit einen großen Teil insbesondere der schnell bereitzustellenden Regelleistung erbringt (vgl. Consentec GmbH, 2014, S. 10, 12; VDI, 2013, S. 16 f.), kann davon ausgegangen werden, dass sich neue Anbieter für Regelleistung am Markt platzieren können. Da die Leistungsvorhaltung bei neuen Anbietern wie z.B. Batteriespeichern oder Nachfrageeinheiten für manche Produkte kostengünstiger ist als bei konventionellen Erzeugern, bieten sie bereits jetzt ihre Leistung in den Regelleistungsmärkten an (vgl. Younicos AG, 2016; Deutsche Übertragungsnetzbetreiber, 2015c, S. 3).

Erneuerbare Energien eignen sich prinzipiell ebenfalls zur Bereitstellung von Regelernergie. Während der Stromerzeugung ist es ihnen möglich, negative Regelleistung durch Drosselung der Einspeisung kurzfristig anzubieten (vgl. Hirth und Ziegenhagen, 2013a, S. 61). So ist z.B. in Dänemark die Vorhaltung negativer Minutenreserve mit Windkraftanlagen bereits möglich (vgl. Brauns et al., 2014, S. 23). Ein Hinderungsgrund für die Teilnahme in Deutschland stellt die Ausgestaltung des Regeler Energiemarktes dar, z.B. die wöchentliche Ausschreibungsdauer der Primär- und Sekundärregelleistung. Die Prognosegenauigkeit ist über einen Zeitraum dieser Länge für die Photovoltaik- oder Wind-Einspeisung zu gering, so dass fluktuierende erneuerbare Energieträger derzeit nur eingeschränkt am Regeler Energiemarkt teilnehmen, z.B. im Pool mit anderen Einheiten. Eine im Weißbuch vorgeschlagene Änderung der Auktionierung mit kürzeren Produktlaufzeiten könnte den Marktzugang für diese Technologien erleichtern (vgl. BMWi, 2015b, S. 67 f.). Allerdings können kürzere Ausschreibungszeiträume zu Lasten der konventionellen Kraftwerke gehen, die längere Anfahrzeiten haben und dementsprechend die Regelleistungsvorhaltung schon frühzeitig in ihrem Fahrplan berücksichtigen müssen.

Generell kann davon ausgegangen werden, dass kein zusätzlicher Bau von Kapazitäten für die Regelleistungsvorhaltung nötig wird, da steuerbare, dezentrale Erzeugungseinheiten wie Biomasse- und Biogasanlagen oder KWK-Anlagen sowie industrielle Nachfrageeinheiten die technischen Voraussetzungen erfüllen, Sekundärregelleistung und Minutenreserve anzubieten (vgl. Pilgram, 2013, S. 24). Darunter fallen auch Elektrolyseure, die durch Veränderung ihrer Stromnachfrage Regelleistung erbringen können. Es muss aber die Entwicklung des Regelleistungsbedarfs berücksichtigt werden. Das Marktvolumen für Regelleistung von derzeit ca. 7 GW ist sehr begrenzt und der Eintritt weniger neuer Marktteilnehmer hat starke Auswirkungen auf die Preise. Die fundamentale Modellierung des Regeler Energiemarktes in Wöstmann und Ecke (2015, S. 48) zeigt dies anhand einer Teilnahme von Elektroheizungen in Höhe von 200 bzw. 400 MW am Markt für negative Sekundärregelleistung. Der Leistungspreis nimmt um 30 % bzw. 40 % ab, was verdeutlicht, dass aufgrund des geringen Marktvolumens bereits wenig zusätzliche Leistung am Regelleistungsmarkt erheblichen Einfluss auf die Preise haben kann.

Da viele Flexibilitätsoptionen für den Regelleistungsmarkt geeignet sind, muss somit beachtet werden, dass die Konkurrenz in dem Markt zunehmen könnte, wenn der Bedarf nicht gleichzeitig steigt. Dies bedeutet für die Investitionsentscheidung potenzieller Teilnehmer, dass hohe Unsicherheiten bei der Preisentwicklung bestehen und mögliche Erlöse am Regelleistungsmarkt zwar in der Investitionsentscheidung beachtet werden können, aber nicht den alleinigen Ausschlag dafür geben sollten.

4.1.4 Teilnahme eines Elektrolyseurs am Regelleistungsmarkt

Ein Elektrolyseur eignet sich aufgrund seiner flexiblen Fahrweise grundsätzlich für den Einsatz am Regelleistungsmarkt. Die Vergütung in Form von Leistungs- und Arbeitspreis bietet zudem finanzielle Anreize für eine Teilnahme, um die Wirtschaftlichkeit der Anlage

zu verbessern. Es gilt somit zu prüfen, für welche Regelleistungsart die technischen Voraussetzungen erfüllt sind und welche Regelleistungsart die attraktivsten Vermarktungsmöglichkeiten bietet.

Die für die Präqualifikation notwendigen Voraussetzungen beziehen sich insbesondere auf die Aktivierungszeit, die je nach Regelleistungsart unter 30 Sekunden, fünf oder sieben bis fünfzehn Minuten liegt, siehe Tabelle 4.1. Die Laständerung des Elektrolyseurs im Betriebszustand benötigt nur wenige Sekunden, so dass ein Herunterregeln der Anlage schnell realisiert werden kann (vgl. Hey, 2012, S. 61). Die für die Primärregelleistung notwendige Anfahrzeit im Bereich weniger Sekunden ist ebenfalls möglich, wenn sich die Elektrolyse im Betriebszustand befindet. Dazu ist es nötig, den Elektrolyseur auf einem niedrigen Leistungsniveau zu betreiben oder durch eine externe Wärmequelle zu beheizen (vgl. Hey, 2012, S. 61). Ein dauerhafter Betrieb auf niedrigem Leistungsniveau kann jedoch die Gasqualität negativ beeinflussen (vgl. Hey, 2012, S. 61). Da außerdem für die Primärregelleistung gleichzeitig positive und negative Regelleistung vorgehalten werden muss, müsste der Elektrolyseur in Teillast gefahren werden, so dass beide Abrufe umsetzbar sind, oder mit einer anderen Einheit gemeinsam anbieten. Die Sekundärregelleistungsvorhaltung ist einfacher zu realisieren, da ein Elektrolyseur aus dem ausgeschalteten Zustand innerhalb von fünf Minuten auf Nennleistung gefahren werden kann, so dass er die geforderte Anfahrzeit einhalten kann (vgl. Hey, 2012, S. 61). Damit ist auch sichergestellt, dass die Anforderungen der Minutenreserve erfüllt werden können.

Die Preisentwicklung über die letzten Jahre zeigt teils starke Schwankungen der Leistungspreise, die belegen, „dass die Preisentwicklung an Regelenergiemärkten deutlich volatil verläuft und weniger fundamental erklärbar ist als an den Märkten für Fahrplanenergie“ (Consentec GmbH, 2014, S. 26). Der Durchschnittspreis für Primärregelleistung lag in 2013 bei ca. 18 €/MW/h (vgl. Consentec GmbH, 2014, S. 24).⁵ Hierbei ist zu berücksichtigen, dass es keinen Abrufpreis gibt und der Leistungspreis somit auch Kosten, die der bereitstellenden Einheit beim Abruf entstehen, abdecken muss. Bei der Sekundärregelleistung ist in der langfristigen Entwicklung ein sinkender Trend der Leistungspreise festzustellen. In 2014 betrug der Durchschnittspreis für negative Regelleistung 5 €/MW/h und für positive Leistungsvorhaltung 7,50 €/MW/h. Allerdings wird der Abruf mit einem Arbeitspreis extra vergütet. Dabei können von einem Marktteilnehmer verschiedene Strategien verfolgt werden, denn je nach Höhe des Gebotes in der pay-as-bid-Auktion sind damit häufige oder seltene Abrufe der Regelleistung verbunden. Im Zeitraum 07/2011 - 06/2012 belief sich die Abrufdauer für negative Sekundärregelenergie je nach gebotem Arbeitspreis auf wenige hundert bis über fünftausend Stunden (vgl. Hey, 2012, S. 85). Dies bedeutet für einen Elektrolyseur, dass die Abrufe erheblichen Einfluss auf die produzierte Wasserstoffmengen nehmen können. Deutlich weniger Abrufe werden bei der Minutenreserve erzielt, da sie nur benötigt wird, wenn die vorherigen Regelleistungsarten die Ungleichgewichte nicht kompensieren konnten. Die Vorhaltung positiver Minutenreserve wurde in 2013 mit ca. 6 €/MW/h und negativer Minutenreserve mit ca. 1 €/MW/h vergütet. Damit liegen die Leistungspreise unterhalb der Preise der Sekundärregelleistung.

⁵Zum besseren Vergleich sind die folgenden Preise trotz unterschiedlicher Lieferzeiträume einheitlich in €/MW/h umgerechnet.

Aufgrund der technischen Charakteristika des Elektrolyseurs und der Preisentwicklung an den Märkten wird geschlossen, dass sich der Elektrolyseur insbesondere für den Einsatz am Sekundärregelleistungsmarkt eignet. Die technischen Anforderungen sind leichter zu erfüllen als im Primärregelleistungsmarkt und das Preisniveau ist attraktiver als bei der Minutenreserve. Je nach Einsatzzweck kann der Elektrolyseur durch Vorhaltung negativer Regelleistung im ausgeschalteten Zustand verbleiben und nur beim Abruf Wasserstoff produzieren. Dabei hat das Arbeitspreisgebot hohen Einfluss auf die Abrufhäufigkeit und somit die Produktionsmenge. Alternativ ist bei günstigen Spotmarktpreisen auch ein Betrieb des Elektrolyseurs in Vollast und die Vorhaltung positiver Regelleistung möglich, so dass ein Absenken der Leistung im Falle eines Abrufes stattfindet. Diese Variante ist bei den derzeitigen Spotmarktpreisen noch nicht sehr attraktiv, könnte aber in der Zukunft interessant werden, wenn aufgrund der hohen Einspeisung erneuerbarer Energien häufiger sehr niedrige Spotmarktpreise auftreten sollten.

4.2 Modellierungsansätze für Regelleistungspreise

Im Vergleich zur Modellierung von Spotmarktpreisen wird die Modellierung des Regelleistungsmarktes und der Leistungspreise erst in den letzten Jahren verstärkt in der Literatur diskutiert. Grund hierfür ist, dass der Markt erst seit 2001 existiert und zu Anfang die Beschaffung der Regelleistung innerhalb vier separater Regelzonen durch die Übertragungsnetzbetreiber stattfand. Ein uneinheitliches Marktdesign, ein komplizierter Marktzugang sowie eine unkoordinierte zeitliche Ausschreibung des Bedarfs führte zu einer relativ geringen Liquidität des Marktes (vgl. Swider und Weber, 2003, S. 16). In den folgenden Jahren wurden aufgrund gesetzlicher Vorgaben die Rahmenbedingungen geändert, was zu einer höheren Transparenz führte. Seit 2008 existiert mit dem Netzregelverbund eine gemeinsame Plattform der vier Übertragungsnetzbetreiber, die einer koordinierten Beschaffung der Regelleistung dient und einen gegenläufigen Abruf zwischen verschiedenen Regelzonen vermeiden soll (vgl. Deutsche Übertragungsnetzbetreiber, 2015b).

Die Vereinheitlichung der Rahmenbedingungen sowie die Zusammenlegung der Regelzonen sorgt für ein übersichtlicheres Marktdesign und ermöglicht eine bessere Modellierung, so dass die Anzahl der Veröffentlichungen hierzu zugenommen hat. Außerdem führt die Diskussion über eine europaweite Vernetzung der Strommärkte sowie die Integration der erneuerbaren Energien auch dazu, dass weitere Veränderungen des Regelleistungsmarktes in Betracht gezogen werden, die sich anhand von Modellen gut evaluieren lassen. Um einen stärkeren Fokus auf die für die weitere Bearbeitung relevanten Modellierungsansätze legen zu können, wird zunächst in Kapitel 4.2.1 erläutert, welche Anforderungen der zu wählende Ansatz erfüllen muss. Daran anknüpfend wird in Kapitel 4.2.2 ein Überblick über bestehende Modellierungsansätze gegeben. In Kapitel 4.2.3 wird dargelegt, warum zur Bestimmung der Leistungspreise ein Opportunitätskostenansatz ausgewählt wird. Anschließend wird in Kapitel 4.2.4 der Opportunitätskostenansatz für konventionelle Erzeugungseinheiten erklärt, wie er in der Literatur beschrieben ist (vgl. Hirth und

Ziegenhagen, 2013b, S. 18 ff.), und um die Formeln zur Berechnung der Opportunitätskosten einer Nachfrageeinheit erweitert. Wie damit die Leistungspreise bestimmt werden, wird in Kapitel 4.2.5 erläutert. Im Kapitel 4.3 werden anschließend historische Leistungspreise und die ermittelten Opportunitätskosten verglichen. Es wird überprüft, wie gut mit dem gewählten Ansatz das Preisniveau und der Verlauf der historischen Leistungspreise abgebildet wird.

4.2.1 Anforderungen an die Modellierung

Im Rahmen dieser Arbeit soll die Wirtschaftlichkeit eines Elektrolyseurs untersucht werden, der u.a. zur Sekundärregelleistungsvorhaltung eingesetzt wird. Um eine Aussage darüber treffen zu können, welche Erlöse heute und zukünftig durch die Regelleistungsvorhaltung möglich sind, werden Informationen über die Höhe und den Verlauf der Leistungspreise benötigt. Da die historischen Preiszeitreihen öffentlich verfügbar sind, ist die Anforderung an die Modellierung primär, die Leistungspreise für zukünftige Jahre in Abhängigkeit einer Reihe an Eingangsdaten abzubilden. Hierfür müssen mit dem Modell langfristige Entwicklungen darstellbar sein. Da der Einsatz eines Elektrolyseurs auf dem Sekundärregelleistungsmarkt untersucht werden soll, beschränkt sich die Betrachtung auf die vier Produkte an diesem Markt, d.h. auf die Leistungspreise im Haupt- und Nebentarif der positiven und negativen Sekundärregelleistung.

Die Berücksichtigung der Arbeitspreisgebote ist von Relevanz, wenn diese das wirtschaftliche Ergebnis des Elektrolyseurbetriebs verändern würden. In der Regel wird ein Teilnehmer sein Arbeitspreisgebot so gestalten, dass ihn der Abruf nicht schlechter stellt. Bei einer guten Gebotsstrategie kann er zusätzlich noch weitere Erlöse erzielen, so dass er durch den Abruf ökonomisch besser gestellt wird. Um Arbeitspreise zu modellieren, müssen eine Reihe an Kriterien einbezogen werden. Zum einen ist der Abruf, der die Voraussetzung für die Zahlung des Arbeitspreises ist, abhängig von einer Reihe an schwer vorherzusagenden und zeitlich hoch aufgelösten Faktoren, wie z.B. der Prognosegüte, der Kraftwerksausfälle und der Netzbelastung. Die langfristige Entwicklung dieser Faktoren ist in einem Modell, wenn überhaupt, nur schwer zu erfassen. Zum anderen hängt der bezuschlagte Arbeitspreis eines Teilnehmers stark von den Geboten der Wettbewerber ab, so dass Informationen zu den konkurrierenden Teilnehmern am Regelleistungsmarkt und zu deren Gebotsstrategien benötigt würden. Vereinfachend wird für den Elektrolyseurbetreiber daher unterstellt, dass er die Arbeitspreisgebote so setzt, dass diese ihn genau für den bei der Aktivierung entstehenden Mehraufwand entschädigen und keine zusätzlichen Erlöse damit generiert werden.

4.2.2 Bestehende Modellierungsansätze

In der Literatur sind verschiedene Ansätze zu finden, die sich in zwei Gruppen unterteilen lassen: ökonometrische Verfahren und Opportunitätskostenansätze, siehe Abbildung 4.1.

Innerhalb dieser Gruppen ist eine weitere Aufteilung möglich, die bei den ökonometrischen Ansätzen die Zeitreihenanalyse von den Regressionsansätzen abgrenzt. Bei den Opportunitätskostenansätzen werden häufig umfangreiche Modelle eingesetzt, die entweder Spot- und Regelleistungsmarkt in einem kombinierten Ansatz abbilden oder Leistungspreise anhand von Schattenpreisen bestimmen. Unter Opportunitätskosten werden dabei die Erlöse verstanden, die durch die Teilnahme an anderen Märkten, d.h. hauptsächlich dem Spotmarkt, erzielt worden wären und der Einheit durch die Regelleistungsvorhaltung entgehen. Sie können ermittelt werden, indem verglichen wird, welche Erlöse ohne Regelleistungsvorhaltung und welche Erlöse bei Berücksichtigung der Leistungsvorhaltung und damit unter eingeschränkten Handlungsmöglichkeiten erwartet werden.

Einer der ersten Ansätze, der in der Literatur zur Modellierung von Regelleistungspreisen eingesetzt wurde, beschreibt ein ökonometrisches Modell zur Zeitreihenanalyse (vgl. Swider und Weber, 2003; Swider, 2006). Mithilfe von ARMA- und GARCH-Ansätzen werden durchschnittliche Leistungspreise der positiven Minutenreserve modelliert. Ziel ist es dabei, kurzfristige Prognosen über die Preisentwicklung der folgenden Tage zu erstellen, um damit ein optimiertes Preisangebot für Regelleistungsanbieter zu ermitteln. Durch Erweiterung der Ansätze um einen Gaussian-Mixture-Ansatz wird eine gute Approximation der Preisverteilungen erzielt (vgl. Swider und Weber, 2003, S. 16). Da in diese Zeitreihenanalyse keine exogenen Faktoren einbezogen werden, eignet sich der Ansatz jedoch nicht für die Modellierung langfristiger Preisentwicklungen am Regelleistungsmarkt, da das Preisniveau dann zu stark von anderen Faktoren, wie bspw. Änderungen bei den Energieträgerpreisen oder der Kraftwerksparkzusammensetzung, beeinflusst wird.

Andere ökonometrische Verfahren nutzen lineare Regressionsansätze, die ebenfalls zur Leistungspreismodellierung eingesetzt werden. In einer Studie von von Hirschhausen et al. (2014, S. 38 ff.) werden anhand historischer mengengewichteter durchschnittlicher Leistungspreise und durchschnittlicher Spotmarktpreise zunächst die Regressionskoeffizienten bestimmt. Diese Koeffizienten werden anschließend verwendet, um anhand fundamental modellierter Spotmarktpreise die zukünftigen Regelleistungspreise abzuleiten. Dabei

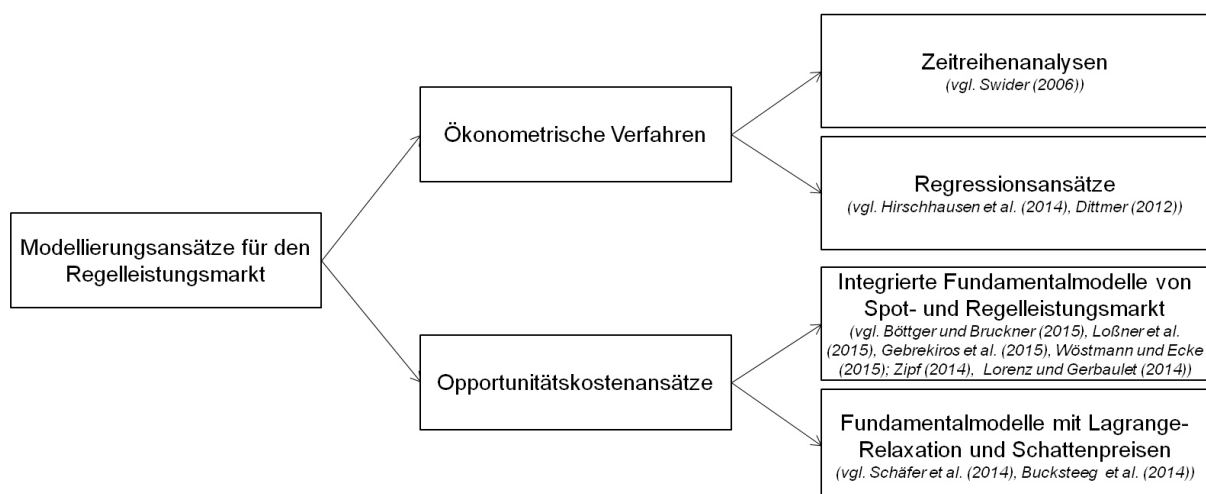


Abbildung 4.1: Übersicht über Modellierungsansätze für den Regelleistungsmarkt

„zeigen sich für die verschiedenen Märkte in den einzelnen Ländern teils positive und teils negative Zusammenhänge ohne erkennbares Muster“ (von Hirschhausen et al., 2014, S. 40). Diese Ergebnisse lassen darauf schließen, dass kein linearer Zusammenhang von Spotmarkt- und Regelleistungspreisen besteht. Einen multiplen Regressionsansatz verwendet Dittmer (2012), bei dem für unterschiedliche Tage und Zeitscheiben separate Regressionskoeffizienten ermittelt werden. Die Koeffizienten beschreiben hierbei den Zusammenhang der Spotmarkt- und Grenzleistungspreise für die Minutenreserve. Allerdings wird das Modell zur Anpassung der Koeffizienten anhand der realen Ergebnisse der letzten vier Wochen regelmäßig aktualisiert, so dass auch hier keine Modellierung der Leistungspreise über einen längeren Zeithorizont möglich ist (vgl. Dittmer, 2012, S. 56).

Ähnlich zur Modellierung von Spotmarktpreisen können auch für den Regelleistungsmarkt Fundamentalmodelle eingesetzt werden, bei denen die einzelnen Marktteilnehmer modelliert werden und in Abhängigkeit der Opportunitätskosten Angebote für die Vorhaltung der Regelleistung abgeben (vgl. Abbildung 4.1). Dabei werden meist Fundamentalmodelle für den Regelleistungsmarkt in Fundamentalmodelle für den Spotmarkt integriert, da für die Abgabe der Leistungspreisgebote bekannt sein muss, welche Fahrweise für die einzelne Anlage am Spotmarkt vorgesehen ist. Umgekehrt kann dann auch die Rückwirkung der Leistungspreisgebote auf den Spotmarkt berücksichtigt werden.

In Gebrekiros et al. (2015, S. 548 ff.) werden die Leistungspreise mittels eines fundamentalen Ansatzes in drei Schritten berechnet: zunächst werden die Leistungspreisgebote der einzelnen Anlagen in Abhängigkeit der Spotmarktpreise bestimmt, dann zu einer Angebotskurve sortiert und entsprechend des Bedarfs zur Leistungsvorhaltung ausgewählt. Anschließend wird festgehalten, welche Betriebsweise für die ausgewählten Anlagen nötig ist, um die Regelleistungsbereitstellung einhalten zu können, was wiederum im nächsten Zeitschritt bei der Gebotsabgabe berücksichtigt wird. Dieser Ansatz benötigt Informationen zum Regelleistungsbedarf, so dass für die Modellierung zukünftiger Jahre diese Werte zuvor bestimmt werden müssen.

In Böttger und Bruckner (2015) sowie in Loßner et al. (2015) wird ein Fundamentalmodell zur Modellierung von Preisen für die Primärregelleistung eingesetzt. Die modellierten Preise liegen allerdings deutlich unterhalb der historischen Werte (vgl. Böttger und Bruckner, 2015, S. 8). Im Jahr 2014 nehmen sie nur ungefähr die Hälfte des realen Jahresdurchschnitts an. Auch wurde der über drei Jahre steigende Trend der historischen Jahresdurchschnitte der Preise durch das Modell nicht erklärt. Auch in Lorenz und Gerbaulet (2014, S. 20) wird darauf hingewiesen, dass die tatsächlichen Kosten bei der Leistungsvorhaltung mit einem Fundamentalmodell unterschätzt werden, insbesondere aufgrund der Planung, die im Modell durch einen zentralen Planer unter perfekter Voraussicht erfolgt. Der Zweck eines Fundamentalmodells liegt jedoch v.a. darin, Auswirkungen aufzuzeigen, die sich z.B. durch ein geändertes Marktdesign wie verkürzte Ausschreibungszeiträume oder die Erweiterung des Marktgebietes ergeben (vgl. Zipf, 2014; Lorenz und Gerbaulet, 2014; Böttger und Bruckner, 2015). Daher lassen sich trotz der Abweichungen von modellierten und realen Preisen Aussagen treffen, indem verschiedene regulatorische Eingriffe

nacheinander modelliert und die Ergebnisse gegenübergestellt werden, so dass die Preiswirkung deutlich wird. Nachteilig ist, dass die Rechenzeit aufgrund der Komplexität bei diesen Modellen sehr hoch werden kann, was dazu führt, dass meist nur ausgewählte Tage oder Wochen und kein ganzes Jahr simuliert werden können.

Um diese Beschränkung zu umgehen, können zur Zerlegung des Optimierungsproblems Lagrange-Ansätze verwendet werden, die eine blockweise Optimierung von Subproblemen ermöglichen. Hierbei werden Schattenpreise gebildet, die in den isolierten Optimierungsproblemen als Preisanreiz eingesetzt werden. Für Details sei an dieser Stelle auf Schäfer et al. (2014, S. 25 ff.) und Bucksteeg et al. (2014, S. 223 ff.) verwiesen. Die Ergebnisse bestätigten ebenfalls, dass keine lineare Korrelation zwischen Spotmarkt- und Regelleistungspreis besteht, sondern sich verschiedene Einflussfaktoren auf die Preisgestaltung auswirken, wie z.B. die Knappheit an verfügbarer Erzeugungskapazität zu einem bestimmten Zeitpunkt oder die Entwicklung der variablen Kosten einzelner Anlagen (vgl. Bucksteeg et al., 2014, S. 223 ff.).

4.2.3 Auswahl eines Modellierungsansatzes

Die Beschreibung der Modellansätze zeigt, dass sich Zeitreihenanalysen auf kurzfristige Prognosezeiträume beschränken, so dass sie für die vorliegende Analyse nicht geeignet sind. Regressionsansätze liefern unzureichende Ergebnisse, wenn sie sich auf wenige endogene Variablen beschränken, und werden v.a. für kurze Prognosezeiträume eingesetzt, da die Regressionskoeffizienten anzupassen sind, wenn sich fundamentale Änderungen im Markt oder den Rahmenbedingungen ergeben. Opportunitätskostenbasierte Fundamentalm Modelle eignen sich für langfristige Zeiträume, können aber je nach Höhe des Detaillierungsgrads sehr komplex werden. Die Ergebnisse unterschätzen in der Regel die tatsächlich erzielten Leistungspreise, da die Optimierung eine perfekte Information der Marktteilnehmer annimmt, die in der Realität nicht gegeben ist (vgl. Böttger und Bruckner, 2015, S. 8 ff.). Unter den vorgestellten Ansätzen scheint ein fundamentaler Opportunitätskostenansatz aber am geeignetsten, weil mit ihm die langfristige Entwicklung zukünftiger Leistungspreise abgebildet werden kann und fundamentale Änderungen im Strommarkt Berücksichtigung finden.

Zur Bestimmung der Sekundärregelleistungspreise wird somit ein Opportunitätskostenansatz gewählt, der auf den fundamental modellierten Spotmarktpreisen aufbaut, vgl. Kapitel 3. D.h. die Ermittlung der Preise erfolgt sequenziell: zunächst werden die Spotmarktpreise simuliert und anschließend die Leistungspreise in Abhängigkeit dieses Simulationsergebnisses ermittelt. In den beiden folgenden Kapiteln wird zunächst auf die Berechnung der Opportunitätskosten eingegangen und dann darauf aufbauend die Ermittlung der Leistungspreise erklärt.

4.2.4 Berechnung der Opportunitätskosten für Erzeugungs- und Nachfrageeinheiten

Die Teilnahme am Regelenenergiemarkt wirkt sich auf das Angebot am Spotmarkt aus, so dass z.B. von einer Erzeugungseinheit eine bestimmte Energiemenge nicht am Spotmarkt angeboten wird, um Leistung vorzuhalten und bei Abruf positive Regelenenergie bereitzustellen. Es ist naheliegend, dass sich die Leistungspreise am Regelenenergiemarkt an den Opportunitäten des Spotmarktes orientieren, d.h. den entgangenen Erlösen, die am Spotmarkt erzielt worden wären, wenn keine Regelleistung vorgehalten worden wäre (vgl. Genoese, 2013, S. 122 ff.; Hirth und Ziegenhagen, 2013b, S. 17 ff.). Im Folgenden wird die Berechnung der Opportunitätskosten in Abhängigkeit der Spotmarktpreise für einzelne Einheiten vorgestellt. Zunächst wird die Preisbildung für die Vorhaltung positiver und negativer Regelleistung für eine Erzeugungseinheit beschrieben, da im Moment überwiegend Erzeuger Regelleistung bereitstellen (vgl. Hirth und Ziegenhagen, 2013b, S. 4; vgl. Consentec GmbH, 2014, S. 12; Schäfer et al., 2014, S. 26). Die Argumentation und Formeln sind hierbei an Hirth und Ziegenhagen (2013b, S. 18 ff.) angelehnt. Anschließend wird die Leistungspreisbildung am Beispiel eines Elektrolyseurs auf die Nachfrageseite übertragen. Dies dient dazu, die Erfolgsaussichten für die Teilnahme eines Elektrolyseurs am Regelleistungsmarkt einzuschätzen und die Konkurrenz zu den Erzeugungseinheiten darzustellen.

Eine Erzeugungseinheit, die positive Regelleistung vorhält, muss im Falle eines Abrufs die Erzeugungsleistung steigern können. D.h. sie wird während der Leistungsvorhaltung in Teillast gefahren und im Falle eines Abrufs auf die maximale Last erhöht. Die Opportunitätskosten sind davon abhängig, zu welchem Spotmarktpreis die Erzeugungseinheit im gleichen Zeitraum ihre Energie verkaufen könnte. Liegt der Spotmarktpreis über den variablen Kosten der Anlage, hätte der Anlagenbetreiber einen Erlös verzeichnet, wenn er die vorgehaltene Leistung zur Stromproduktion eingesetzt hätte. Liegen die variablen Kosten oberhalb des Spotmarktpreises, würde der Betreiber in der Regel seine Anlage nicht am Spotmarkt vermarkten. Will er aber Regelleistung vorhalten, muss die Anlage in minimaler Teillast gefahren werden und es könnte zumindest ein Teil der Kosten durch die Teilnahme am Spotmarkt gedeckt werden. Für den restlichen Verlust würde der Betreiber eine Vergütung in Form der Leistungspreise verlangen.

Formel (4.1) zeigt die entsprechenden Gleichungen zur Berechnung der Opportunitätskosten $O_E^{\text{SRL}+}$ [€/MWh_{el}] eines Erzeugers E für die Vorhaltung von positiver Sekundärregelleistung $\text{SRL}+$ über eine Zeiteinheit auf Basis des Spotmarktpreises p [€/MWh_{el}], der variablen Kosten der Erzeugungseinheit c^{var} [€/MWh_{el}], sowie der minimalen Teillast P^{min} [MW_{el}] und der vorgehaltenen positiven Regelleistung $P^{\text{SRL}+}$ [MW_{el}] (vgl. Hirth und Ziegenhagen, 2013b, S. 18). Die Letztgenannte wird in Abhängigkeit von der Leistungsänderungsgeschwindigkeit der Anlage bestimmt. Da im Falle eines Abrufs von Sekundärregelenenergie innerhalb von fünf Minuten die Leistung bereitgestellt werden muss, wird die vorzuhaltende Leistung dadurch festgelegt, wie schnell die Anlage in diesem Zeitraum hoch- bzw. runtergeregelt werden kann. Die Berechnung der variablen Kosten entspricht der Gleichung (3.4) in Abschnitt 3.3.1.

$$O_E^{\text{SRL}+} = \begin{cases} (p - c^{\text{var}}) & \text{für } p \geq c^{\text{var}} \\ -(p - c^{\text{var}}) \cdot P^{\text{min}}/P^{\text{SRL}+} & \text{für } p < c^{\text{var}} \end{cases} \quad (4.1)$$

Im Falle der Vorhaltung negativer Regelleistung bietet der Anlagenbetreiber an, bei einem Abruf die Erzeugungsleistung zu senken. Dazu muss die Anlage idealerweise auf maximaler Last laufen, um die Differenz zur minimalen Teillast vollständig als negative Regelleistung vermarkten zu können, vorausgesetzt, dass die Laständerungsgeschwindigkeit dies zulässt. Liegt der Spotmarktpreis zum betrachteten Zeitpunkt oberhalb der variablen Kosten der Erzeugungseinheit, hat der Anlagenbetreiber somit keine Opportunitätskosten, da er seine gesamte Erzeugungsleistung auch ohne zusätzlichen Anreiz in Form eines Leistungspreises am Spotmarkt anbietet. Liegen die variablen Kosten oberhalb des Spotmarktpreises, würde die Erzeugungseinheit in der Regel nicht am Spotmarkt teilnehmen. Zur Vorhaltung negativer Regelleistung müsste sie aber zur Stromproduktion eingesetzt werden, was bedeutet, dass Verlust gemacht wird. Dieser Verlust sollte durch den Leistungspreis kompensiert werden. Die Gleichungen in Formel (4.2) beschreiben die Zusammensetzung der Opportunitätskosten $O_E^{\text{SRL}-}$ [€/MWh_{el}] eines Erzeugers bei der Vorhaltung negativer Sekundärregelleistung $P^{\text{SRL}-}$ [MW_{el}] (vgl. Hirth und Ziegenhagen, 2013b, S. 18).

$$O_E^{\text{SRL}-} = \begin{cases} 0 & \text{für } p \geq c^{\text{var}} \\ -(p - c^{\text{var}}) \cdot (P^{\text{min}} + P^{\text{SRL}-})/P^{\text{SRL}-} & \text{für } p < c^{\text{var}} \end{cases} \quad (4.2)$$

Die dargestellten Berechnungen der Opportunitätskosten werden nun auf eine Nachfrageeinheit übertragen. Die Ausführungen beziehen sich im Folgenden explizit auf einen Elektrolyseur, der am Spotmarkt Strom bezieht, um damit Wasserstoff zu erzeugen. Die Berechnungen lassen sich aber auch auf andere Nachfrageeinheiten anwenden, wobei je nach Anwendung möglicherweise weitere Restriktionen zu berücksichtigen sind. Im Vergleich zu der Opportunitätskostenberechnung bei einer Erzeugungseinheit ergeben sich bei einer Nachfrageeinheit zwei wichtige Veränderungen.

Zum einen kehrt sich das Prinzip der Lasterhöhung bzw. -senkung der Erzeugungseinheit bei positiver und negativer Regelleistung für einen Verbraucher um. Ein Abruf positiver Regelleistung ist gleichzusetzen mit dem Senken der Nachfrage und ein Abruf negativer Regelleistung entspricht einer Verbrauchssteigerung. Für das Anbieten positiver Regelleistung muss ein Erzeuger in Teillast gefahren werden, ein Verbraucher sollte bestenfalls auf maximaler Last gefahren werden. Umgekehrt erfordert das Anbieten negativer Regelleistung eine Stromproduktion auf maximalem Lastniveau beim Erzeuger, während der Verbraucher hierfür in Teillast gefahren oder ausgeschaltet werden sollte.

Zum anderen generiert der Nachfrager seine Erlöse nicht durch den Verkauf von Strom am Spotmarkt, sondern durch den Verkauf eines Produktes, das mit dem bezogenen Strom hergestellt wird. Der Spotmarktpreis stellt somit einen Teil der variablen Kosten des Nachfragers dar und der Preis für das Endprodukt bestimmt, bis zu welchem Spotmarktpreis ein Bezug von Strom am Spotmarkt ökonomisch sinnvoll ist. Im Falle des Elektrolyseurs

wird davon ausgegangen, dass der Wasserstoff für einen Marktpreis abgesetzt werden kann, der aus den Wasserstoffgestehungskosten der Konkurrenztechnologien abgeleitet wird.

Im Folgenden werden die Berechnungen der Opportunitätskosten $O_V^{\text{SRL}^+}$ [€/MWh_{el}] für einen Verbraucher dargelegt. Bei der Vorhaltung positiver Regelleistung wird - analog zur Erzeugungseinheit - unterschieden, ob die variablen Kosten größer oder kleiner als der Marktpreis für Wasserstoff p^{H_2} [€/MWh_{H₂}] sind. Dabei werden als variable Kosten der Nachfrageeinheit lediglich die Strombezugskosten zum jeweiligen Spotmarktpreis p [€/MWh_{el}] eingerechnet, da sie mit Abstand den größten Teil der variablen Kosten ausmachen (vgl. Stolzenburg et al., 2014, S. 197). Da bei der Umwandlung von Strom zu Wasserstoff Wandlungsverluste auftreten, wird zudem der Wirkungsgrad η [-] der Elektrolyse berücksichtigt. Die weiteren Variablen wurden bereits bei der Erzeugungseinheit eingeführt, darunter die minimale Teillast P^{min} [MW_{el}] und die vorgehaltene positive Regelleistung P^{SRL^+} [MW_{el}]. Formel (4.3) zeigt die Berechnung der Opportunitätskosten bei der Vorhaltung positiver Regelenergie durch einen Verbraucher.

$$O_V^{\text{SRL}^+} = \begin{cases} 0 & \text{für } p^{\text{H}_2} \cdot \eta \geq p \\ -((p^{\text{H}_2} \cdot \eta) - p) \cdot (P^{\text{min}} + P^{\text{SRL}^+}) / P^{\text{SRL}^+} & \text{für } p^{\text{H}_2} \cdot \eta < p \end{cases} \quad (4.3)$$

Entsprechend hierzu wird für die Berechnung der Opportunitätskosten bei Vorhaltung negativer Regelenergie P^{SRL^-} Formel (4.4) verwendet.

$$O_V^{\text{SRL}^-} = \begin{cases} ((p^{\text{H}_2} \cdot \eta) - p) & \text{für } p^{\text{H}_2} \cdot \eta \geq p \\ -((p^{\text{H}_2} \cdot \eta) - p) \cdot P^{\text{min}} / P^{\text{SRL}^-} & \text{für } p^{\text{H}_2} \cdot \eta < p \end{cases} \quad (4.4)$$

Anhand der vorgestellten Formeln wird nun ermittelt, welche Opportunitätskosten sich für einen Elektrolyseur und ausgewählte Erzeugungseinheiten in Abhängigkeit der Spotmarktpreise ergeben. Einen Überblick über die betrachteten Technologien gibt Tabelle 4.2. Da sich der untere Teillastbereich nach Smolinka et al. (2011, S. 14) für PEM-Elektrolyseure auf 0 % beläuft und nach Hey (2012, S. 62) die Bereitstellung von Sekundärregelenergie auch ohne Teillastbetrieb möglich ist, wird die Mindestleistung des Elektrolyseurs mit 0 % angenommen. Die Laständerungsgeschwindigkeit ist ausreichend, um die Leistung in fünf Minuten von 0 % auf 100 % hochzufahren (vgl. Hey, 2012, S. 62; Smolinka et al., 2011, S. 15). Für die konventionellen Erzeuger werden die Angaben ebenfalls aus der Literatur übernommen (vgl. Hundt et al., 2010, S. 40).

Für die Energieträgerpreise werden die Preise aus dem Jahr 2014 übernommen, d.h. 23,38 €/MWh für Erdgas, 8,87 €/MWh für Steinkohle und 4,92 €/MWh für Braunkohle. Der CO₂-Zertifikatspreis beträgt 5,91 €/t. Als Marktpreis für Wasserstoff werden die Wasserstoffgestehungskosten der Erdgasreformierung angesetzt, da dieses Verfahren derzeit die niedrigsten Gestehungskosten aufweist, wie unter Kapitel 2.2.3 beschrieben ist. Für die Berechnung der Opportunitätskosten wird als Wasserstoffpreis der untere Wert der Spannbreite für die Gestehungskosten der Erdgasreformierung in Höhe von

Tabelle 4.2: Technische Parameter ausgewählter Stromerzeugungseinheiten und des Elektrolyseurs (vgl. Hundt et al., 2010, S. 40; Smolinka et al., 2011, S. 14 ff.)

Technologie	Wirkungsgrad	Mindestleistung	Leistungsänderungsgeschwindigkeit
	[-]	[%]	[%/Min]
Gasturbine	0.40	20	20
GuD-Anlage	0.55	33	6
Dampfturbine (Steinkohle)	0.40	38	4
Dampfturbine (Braunkohle)	0.35	40	3
Elektrolyseur	0.70	0	20

41,32 €/MWh_{H2} verwendet (vgl. Abbildung 2.9), da diese Gestehungskosten im gleichen Bereich liegen wie Werte aus der Literatur (vgl. Müller-Syring et al., 2013, S. 240; Wietschel et al., 2010a, S. 319).

Des Weiteren wird die Regelleistungsvorhaltung durch Windenergieanlagen in den Vergleich einbezogen. Dabei wird unterschieden, ob die Anlage an der Direktvermarktung teilnimmt und somit die eingespeiste Strommenge noch durch eine Marktprämie vergütet wird, oder keine zusätzliche Vergütung gezahlt wird. Die Marktprämie berechnet sich nach §34, Abs. 2 EEG 2014 über den anzulegenden Wert der jeweiligen Erzeugungsart abzüglich des Monatsmarktwertes. Im Falle der Direktvermarktung ist laut §49 EEG 2014 der anzulegende Wert 4,95 Cent/kWh für onshore Windenergieanlagen mit Inbetriebnahme ab dem 01.08.2014 (vgl. Deutsche Übertragungsnetzbetreiber, 2015a). Der Monatsmarktwert wird anhand der Monatsmittelwerte des Marktwerts von Strom aus onshore Windenergieanlagen am Spotmarkt berechnet. Für den Anlagenbetreiber bedeutet dies, dass er für jede eingespeiste Kilowattstunde den Erlös aus dem Spotmarkt und zusätzlich die Marktprämie erhält. Daher entstehen ihm im Fall positiver Regelleistungsvorhaltung und positiver Spotmarktpreise Opportunitätskosten, die aktuell mindestens so hoch sind wie die Marktprämie. Wie bereits ausgeführt wurde, eignen sich Windanlagen aufgrund der dargebotsabhängigen Stromerzeugung jedoch insbesondere für die Bereitstellung negativer Regelleistung.

Abbildung 4.2 zeigt die Opportunitätskosten für die Regelleistungsvorhaltung für die verschiedenen Erzeugungseinheiten und den Elektrolyseur. Bei der Vorhaltung positiver Regelleistung fällt auf, dass der Elektrolyseur bis zu einem Spotmarktpreis von etwa 29 €/MWh als einzige Technologie keine Opportunitätskosten hat, da in diesem Fall der Strombezug auch ohne zusätzlichen Anreiz ökonomisch sinnvoll ist.⁶ Für die Erzeugungstechnologien reichen die Erlöse bei niedrigen Spotmarktpreisen nicht aus, um die variable Kosten für den zur Regelleistungsvorhaltung notwendigen Teillastbetrieb zu decken, so dass hier Opportunitätskosten entstehen. Bei hohen Spotmarktpreisen verhält es

⁶Die Wasserstoffgestehungskosten liegen gleichauf oder unter dem angenommenen Wasserstoffpreis von 41,32 €/MWh_{H2}, solange der Strom zu einem Preis kleiner oder gleich 28,92 €/MWh bezogen wird.

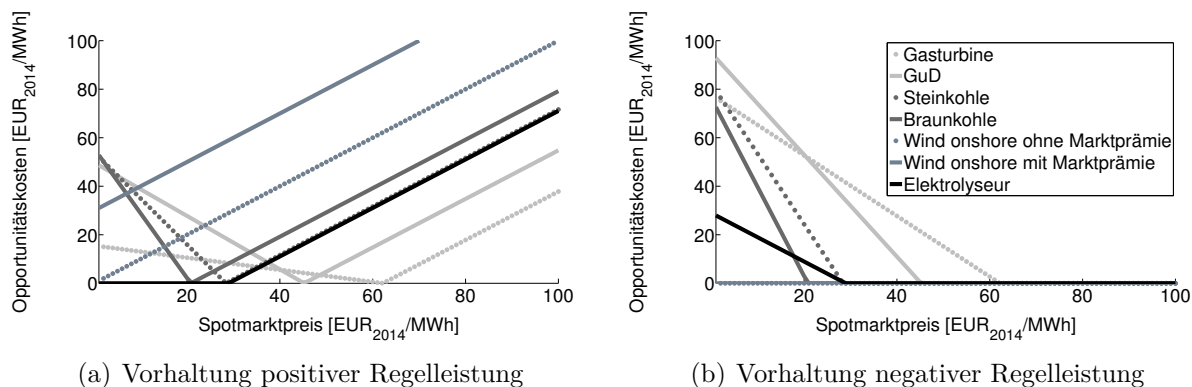


Abbildung 4.2: Opportunitätskosten für die Regelleistungsvorhaltung in Abhängigkeit der Spotmarktpreise

sich umgekehrt, d.h. die Leistungspreise müssen die entgangenen Erlöse am Spotmarkt kompensieren, wenn die Anlage in Teillast läuft.

Die Opportunitätskosten für die Vorhaltung negativer Regelleistung zeigt die Abbildung 4.2 (b). Die Erzeugungseinheiten haben keine Opportunitätskosten, sobald die Spotmarktpreise mindestens die variablen Kosten decken. Da die variablen Kosten von Windenergieanlagen nahezu bei 0 €/MWh liegen, haben sie unabhängig vom Spotmarktpreis immer Opportunitätskosten von 0 €/MWh. Eine Nachfrageeinheit wie der Elektrolyseur weist nur bei niedrigen Spotmarktpreisen geringere Opportunitätskosten auf als die konventionellen Erzeuger. Dies bedeutet, dass dann die Opportunitätskosten des Verbrauchers, der aufgrund der Leistungsvorhaltung weniger Strom über den Spotmarkt beziehen kann, niedriger sind als die Kompensation für die konventionellen Kraftwerke, die entstehen, wenn sie Strom am Spotmarkt unterhalb ihrer variablen Kosten verkaufen. Ab einem Spotmarktpreis von ca. 29 €/MWh rentiert sich der Strombezug für den Elektrolyseur unter den getroffenen Annahmen nicht mehr und er würde keinen Strom über den Spotmarkt beziehen. In diesem Fall bliebe er ausgeschaltet und könnte bei Bedarf abgerufen werden, um negative Regelleistung bereitzustellen. Daher weist er für hohe Spotmarktpreise Opportunitätskosten von 0 €/MWh auf, wie die konventionellen Erzeuger auch.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass sich die Vorhaltung positiver Regelleistung sowohl für die konventionellen Erzeuger als auch für den Elektrolyseur anbietet, da je nach Spotmarktpreis unterschiedliche Technologien die niedrigsten Opportunitätskosten aufweisen. Die Erzeugungseinheiten haben hierbei die niedrigsten Opportunitätskosten, wenn der Spotmarktpreis nah an ihren variablen Kosten liegt. Der Elektrolyseur ist insbesondere bei einem niedrigen Spotmarktpreisniveau gegenüber den Alternativen der Erzeugungsseite konkurrenzfähig ist. Für die Vorhaltung negativer Regelleistung bieten sich Windenergieanlagen aufgrund ihrer niedrigen variablen Kosten an. Dies gilt auch für andere erneuerbare Energieträger wie z.B. Photovoltaik. Allerdings ist die Möglichkeit, Regelleistung vorzuhalten, aufgrund des variierenden Wind- und Sonnendargebots beschränkt, so dass die Regelleistung auch durch besser steuerbare Technologien vorgehalten werden muss, um zu jedem Zeitpunkt einen erfolgreichen Abruf zu gewährleisten.

Der Elektrolyseur eignet sich für die Vorhaltung negativer Regelleistung v.a. bei niedrigen Spotmarktpreisen, da er dann geringere Opportunitätskosten als die konventionellen Technologien aufweist.

4.2.5 Aufbau des Opportunitätskostenansatzes zur Ermittlung der Leistungspreise

Der beschriebene Berechnungsansatz für die Opportunitätskosten wird zur Bestimmung der Leistungspreise am Sekundärregelleistungsmarkt verwendet. Dafür werden die Opportunitätskosten ausgewählter Erzeugungsanlagen ermittelt, die mit dem Elektrolyseur am Regelleistungsmarkt konkurrieren. D.h. es werden für jeden geeigneten Kraftwerkstyp die Opportunitätskosten bestimmt, die dann für alle Kraftwerke dieses Typs hochgerechnet werden. Durch die Hochrechnung anhand typischer Anlagen wird der Modellierungsaufwand begrenzt, der jedoch einer Ungenauigkeit bei den ermittelten Preisen gegenüber steht, wie bereits unter Kapitel 4.2.2 diskutiert wurde (vgl. Böttger und Bruckner, 2015, S. 8 f.; Lorenz und Gerbaulet, 2014, S. 20). Für die Modellierung des gesamten Marktes wäre eine Vorgabe der einzelnen Marktteilnehmer und des zukünftigen Regelleistungsbedarfs nötig, der wie in Kapitel 4.1.2 erläutert wurde, äußerst unsicher und schwer zu bestimmen ist (vgl. Wöstmann und Ecke, 2015, S. 47). Da für das weitere Vorgehen lediglich die Entwicklung der Leistungspreise von Relevanz ist und zusätzliche Informationen über die Zusammensetzung des Marktes nicht direkt benötigt werden, scheint das gewählte Vorgehen für den Zweck dieser Arbeit ausreichend und die Hochrechnung über repräsentative Kraftwerkstypen als vereinfachende Annahme gerechtfertigt zu sein.

Trotz der Teilnahme zahlreicher neuer Akteure am Regelleistungsmarkt wie z.B. Batteriespeicher, Nachfrageeinheiten und Erneuerbare Energien-Anlagen, ist anzunehmen, dass gut steuerbare Einheiten, wie es die konventionellen Kraftwerke sind, auf absehbare Zeit weiterhin am Regelleistungsmarkt vertreten sind, auch unter geänderten Ausschreibungsbedingungen (vgl. Nicolosi, 2015, S. 70). Für die positive Regelleistung gilt, dass die Einheiten niedrige Opportunitätskosten aufweisen, deren variable Erzeugungskosten über die Woche hinweg sehr nah am Spotmarktpreis liegen. Für die Abschätzung der Leistungspreise für positive Regelleistung wird daher in jeder Woche die konventionelle Erzeugungstechnologie mit den geringsten Opportunitätskosten ausgewählt. Es kann davon ausgegangen werden, dass diese Technologie am ehesten den Zuschlag erhält. Die Bereitstellung positiver Regelleistung mit erneuerbaren Energien wird nicht berücksichtigt, da es vor dem Hintergrund der Dekarbonisierungsziele nicht sinnvoll erscheint, regenerative Anlagen zu drosseln, um sie bei Bedarf hochzufahren. Dies erscheint erst bei einem Anteil erneuerbarer Energien von nahezu 100 % sinnvoll. Auch bieten sie aus Kostensicht kaum Vorteile gegenüber konventionellen Erzeugern, wie in Kapitel 4.2.4 erläutert ist.

Die Vorhaltung negativer Regelleistung ist durch Erneuerbare Energien-Anlagen jedoch mit keinen Opportunitätskosten verbunden, wenn die Wetterbedingungen eine Einspeisung ermöglichen. Generell haben hier alle Erzeugungsanlagen Opportunitätskosten von

0 €/MWh, sobald der Strombörsenpreis mindestens so hoch ist wie ihre variablen Erzeugungskosten. Da die Einspeisung von Anlagen aus erneuerbaren Energien fluktuiert und eine durchgängige Einspeisung über eine Woche kaum möglich ist, können sie unter den aktuellen Ausschreibungsbedingungen nur in Kombination mit steuerbaren Einheiten negative Regelleistung vorhalten. Für die Berechnung der Leistungspreise werden daher die Opportunitätskosten ermittelt, die für einen Pool an Erzeugungseinheiten im Durchschnitt anfallen. Es werden zunächst für alle Technologien, die in der jeweiligen Woche Strom bereitgestellt haben, die Opportunitätskosten ermittelt. Anschließend werden sie entsprechend ihres Anteils an der wöchentlichen Stromerzeugung gewichtet und addiert. Hierdurch wird der Einfluss der erneuerbaren Energien auf die negativen Regelleistungspreise berücksichtigt, der in Zukunft bei steigenden Anteilen regenerativer Energiequellen wachsen wird. Gleichzeitig ist auch der Beitrag konventioneller Einheiten eingepreist, der die schwankende Einspeisung der erneuerbaren Energien bei der Leistungsvorhaltung ausgleichen kann. Da darüber diskutiert wird, die Produktlaufzeiten zu verkürzen, werden die Opportunitätskosten in Kapitel 4.3 sowohl für die aktuellen als auch für geänderte Laufzeiten ermittelt.

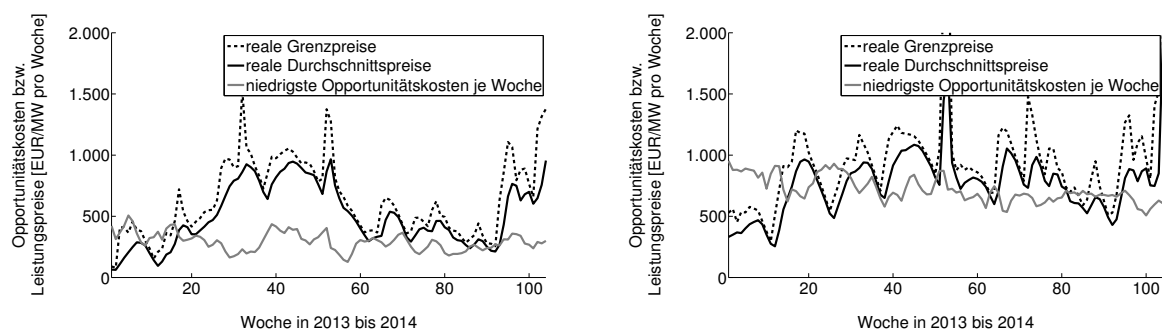
4.3 Validierung des Opportunitätskostenansatzes anhand historischer Daten

Anhand von Vergangenheitswerten wird geprüft, wie gut sich der erläuterte Opportunitätskostenansatz eignet, um für zukünftige Jahre mittels Energieszenarien die Entwicklung des Leistungspreisniveaus am Sekundärregelleistungsmarkt herzuleiten. Der Ausschreibungszeitraum für die Sekundärregelleistung beträgt eine Woche, so dass die Opportunitätskosten, die aufgrund der Abhängigkeit von den Spotmarktpreisen stündlich aufgelöst sind, über eine Woche aufsummiert werden. Dabei wird nach der Produktart (positiv oder negativ) und der Zeitscheibe (Haupt- oder Nebentarif) unterschieden. Für die Berechnung der Opportunitätskosten werden die gleichen Erzeugungseinheiten und Parameter verwendet, die in Tabelle 4.2 aufgelistet sind. Für die realen Leistungspreise werden mit wöchentlicher Auflösung die mengengewichteten durchschnittlichen Leistungspreise sowie die Grenzleistungspreise, d.h. das maximale Gebot, das innerhalb einer Produktart und Zeitscheibe bezuschlagt wurde, ermittelt. Die Daten sind öffentlich verfügbar und können über die Internetplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber bezogen werden (vgl. Deutsche Übertragungsnetzbetreiber, 2015b).

Um zu validieren, wie gut der Opportunitätskostenansatz unter den getroffenen Annahmen die tatsächlichen Grenz- und Durchschnittsleistungspreise wiedergibt, werden die ermittelten Opportunitätskosten mit den historischen Leistungspreisen verglichen. Mit dem Opportunitätskostenansatz wird für einzelne Erzeugungseinheiten der Kostenverlauf pro MW und Woche für den Zeitraum 2013 bis 2014 berechnet, wie in Kapitel 4.2.3 und 4.2.5 beschrieben. Dabei basieren die Opportunitätskosten auf den simulierten Spotmarktpreisen, die in Kapitel 3.4 ermittelt wurden.

In Abbildung 4.3 ist der Verlauf der minimalen Opportunitätskosten aller konventionellen Einheiten je Woche im Haupttarif (a) bzw. Nebentarif (b) im Vergleich mit den realen Durchschnitts- und Grenzleistungspreisen der positiven Regelleistung dargestellt. Die Bezeichnung „minimal“ bezieht sich dabei auf die Opportunitätskosten der verschiedenen Erzeugungstechnologien, unter denen in jeder Woche die Technologie mit den niedrigsten Opportunitätskosten ausgewählt wird. Die Abbildung umfasst nur die Werte bis 2.000 €/MW pro Woche, um den Verlauf in einer höheren Auflösung zeigen zu können. Ein Ausreißer hat im Jahr 2014 einen Wert von über 3.000 €/MW pro Woche angenommen. Da die Zeitreihe der Opportunitätskosten ein intensiveres Schwankungsverhalten als die historischen Leistungspreise aufweist, ist das gleitende Mittel der Opportunitätskosten über drei Wochen berechnet und dargestellt. Das bedeutet, dass für die betrachtete Woche der Mittelwert über diese und die beiden vorangegangenen Wochen gebildet wird. Grund hierfür ist, dass die Gebotsabgabe bei der Sekundärregelleistung mittwochs und damit über eine halbe Woche vor Beginn der Vorhaltung erfolgt. Zum Zeitpunkt des Preisgebots wird der Anbieter sich somit an den kürzlich erzielten Preisen und seiner Erwartung bzgl. der Opportunitätskostenentwicklung der nächsten Woche orientieren.

Der Vergleich der Zeitreihen zeigt, dass die Opportunitätskosten mit den historischen Leistungspreisen der positive Sekundärregelleistung auf einem vergleichbaren Niveau liegen, insbesondere im Nebentarif, siehe Abbildung 4.3 (b). Im Haupttarif unterschätzen die Opportunitätskosten den historischen Verlauf im Jahr 2013 jedoch an einigen Wochen, siehe Abbildung 4.3 (a). Allerdings sind die realen Preise in 2014 gegenüber 2013 im Mittel gesunken und der Abstand zwischen Opportunitätskosten und Leistungspreisen verringert sich in diesem Jahr. In 2014 lag im Haupttarif im Mittel ein Leistungspreis von 462 €/MW pro Woche bzw. ein Grenzleistungspreis von 592 €/MW pro Woche vor. Der Verlauf der niedrigsten Opportunitätskosten je Woche erzielte in 2014 einen Durchschnittswert von 261 €/MW pro Woche im Haupttarif. Im Nebentarif ergab sich im Mittel ein Leistungspreis von 799 €/MW pro Woche bzw. ein Grenzleistungspreis von 1.008 €/MW pro Woche. Demgegenüber stehen Opportunitätskosten von 650 €/MW pro Woche im Nebentarif, die somit unter dem realen Preisniveau liegen, d.h. das Preisniveau



(a) Vorhaltung positiver Sekundärregelleistung im Haupttarif

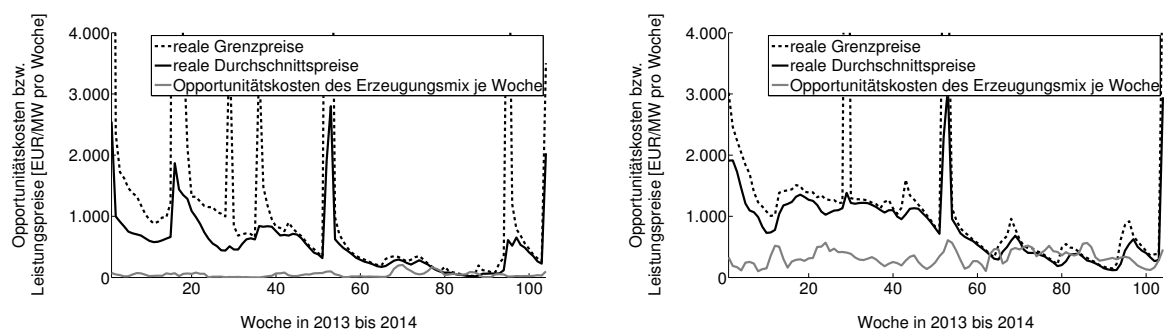
(b) Vorhaltung positiver Sekundärregelleistung im Nebentarif

Abbildung 4.3: Vergleich von Opportunitätskosten und Leistungspreisen bei der Vorhaltung positiver Sekundärregelleistung

wird vom Opportunitätskostenansatz eher unterschätzt. Der Opportunitätskostenansatz gibt jedoch gut wieder, dass das Preisniveau im Nebentarif höher ist als im Haupttarif.

Analog ist in Abbildung 4.4 der Verlauf der Opportunitätskosten im Haupttarif (a) bzw. Nebentarif (b) für die Vorhaltung negativer Sekundärregelleistung dargestellt. In 2013 und 2014 wurden zehn Mal Grenzleistungspreise von über 4.000 €/MW pro Woche beobachtet, die in den Abbildungen jedoch nicht gezeigt werden, um eine bessere Darstellung der Zeitreihenverläufe zu erhalten. Wieder wird für die Opportunitätskosten das gleitende Mittel über drei Wochen berechnet. Die Opportunitätskosten beziehen sich hierbei auf den Mix der konventionellen, am Spotmarkt teilnehmenden Erzeugungseinheiten in jeder Woche, da Stromerzeuger zur Vorhaltung negativer Regelenergie in Betrieb sein und Strom ins Stromnetz einspeisen müssen. In Abbildung 4.2 (b) wird deutlich, dass konventionelle Erzeuger keine Opportunitätskosten für die Vorhaltung negativer Regelleistung aufweisen, sobald die Spotmarktpreise ihre variablen Kosten übersteigen. Somit sind Grundlastkraftwerke, wie z.B. Kohlekraftwerke, unter den konventionellen Erzeugern die Einheiten, die unter den derzeitigen Rahmenbedingungen die niedrigsten Leistungspreise bieten können. Da sie in 2013 und 2014 einen hohen Anteil an der Stromerzeugung hatten, basieren auch die Opportunitätskosten zur Abschätzung der negativen Leistungspreise zu großen Teilen auf den Opportunitätskosten der Kohlekraftwerke. Zu berücksichtigen ist, dass sich das zukünftig ändern kann, wenn z.B. Preise für Kohle oder CO₂-Zertifikate ansteigen.

Im Vergleich zu den historischen Leistungspreisen liefert der Opportunitätskostenansatz für beide Tarife deutlich niedrigere Werte, wie die Abbildungen 4.4 (a) und (b) zeigen. Die Differenz kann zum einen darauf zurückzuführen sein, dass die Regelleistung nicht (wie hier angenommen) entsprechend der wöchentlichen Anteile an der Stromerzeugung durch alle am Spotmarkt teilnehmenden Erzeugungseinheiten vorgehalten wurde, sondern Einheiten mit höheren Opportunitätskosten stärker an der Vorhaltung beteiligt waren und solche mit geringen Opportunitätskosten nicht am Regelleistungsmarkt teilgenommen haben. Zum anderen sind Preisaufschläge üblich, u.a. aufgrund der Risiken, die aus der Unsicherheit bzgl. der Spotmarktpreisentwicklung resultieren, da die Leistungspreise im



(a) Vorhaltung negativer Sekundärregelleistung im Haupttarif

(b) Vorhaltung negativer Sekundärregelleistung im Nebentarif

Abbildung 4.4: Vergleich von Opportunitätskosten und Leistungspreisen bei der Vorhaltung negativer Sekundärregelleistung

Vorfeld für eine ganze Woche geboten werden müssen. Im Opportunitätskostenansatz wird eine perfekte Voraussicht auf die Spotmarktpreise der folgenden Woche unterstellt und Risikoaufschläge, die in der Realität aufgrund der Unsicherheit über die Ausprägung der Spotmarktpreise wahrscheinlich sind, sind nicht einkalkuliert.

Die Abbildung zeigt des Weiteren, dass die realen Leistungspreise in beiden Tarifen von 2013 auf 2014 gesunken sind. Da die Anzahl der Teilnehmer, darunter auch Nachfrageeinheiten, in den letzten Jahren deutlich zugenommen hat, geht damit ein stärkerer Wettbewerb und folglich eine Preissenkung einher. Die negative Regelleistungsvorhaltung verursacht im Allgemeinen geringe Opportunitätskosten und insbesondere flexible Nachfrager können niedrige Leistungspreise bieten (vgl. Abbildung 4.2 (b)), so dass sich dadurch die Preissenkung besonders deutlich zeigt. Im Jahr 2014 beträgt der Durchschnittswert im Haupttarif 326 €/MW pro Woche für die Leistungspreise bzw. 665 €/MW pro Woche für die Grenzleistungspreise. Im Nebentarif sind es durchschnittlich 505 €/MW pro Woche für die Leistungspreise bzw. 692 €/MW pro Woche für die Grenzleistungspreise. Die Opportunitätskosten der erzeugenden Einheiten liegen mit 56 €/MW pro Woche im Haupttarif und mit 354 €/MW pro Woche im Nebentarif unter den realen Leistungspreisen. Wie bei der positiven Regelleistung zeigt sich auch hier, dass sich die Opportunitätskosten und Leistungspreise jedoch gegen Ende des betrachteten Zeitraums annähern und die niedrigen Werte, die im Opportunitätskostenansatz erzielt werden, auch vermehrt am Sekundärregelleistungsmarkt zu beobachten sind. Außerdem liegen die Opportunitätskosten im Nebentarif über denen des Haupttarifs, was ebenfalls der Realität entspricht.

Generell ist für beide Sekundärregelleistungsprodukte zu berücksichtigen, dass die Grenzleistungspreise die Obergrenze der Leistungspreisgebote darstellen, die am Markt erfolgreich waren. Dass ein Teilnehmer durchgängig den Zuschlag als Grenzleistungsgebot bekommt, ist somit unwahrscheinlich. Auch können Teilnehmer bei sehr niedrigen Geboten immer unterhalb der Durchschnittsleistungspreise liegen, so dass für sie aufgrund der pay-as-bid-Auktion geringere Erlöse aus der Teilnahme am Regelleistungsmarkt resultieren als bei anderen Teilnehmern. Da die Werte, die mittels Opportunitätskostenansatz berechnet werden, die möglichen Erlöse darstellen sollen, die der Elektrolyseurbetreiber am Regelleistungsmarkt erzielen kann, sollten diese das tatsächliche Preisniveau nicht überschätzen. Mit dem Opportunitätskostenansatz werden die realen Grenzleistungspreise nur sehr selten übertroffen, tendenziell neigt der Ansatz eher zu einer Unterschätzung, insbesondere im Haupttarif. Somit muss berücksichtigt werden, dass bei Verwendung der simulierten Leistungspreise für die Wirtschaftlichkeitsbewertung eines Elektrolyseurs die maximal erzielbaren Leistungspreise etwas höher liegen können und die berechneten Opportunitätskosten eher als Untergrenze möglicher Leistungspreise zu interpretieren sind. Da, wie bereits erwähnt, eine durchgängige Bezuschlagung zum Grenzleistungspreis äußerst unwahrscheinlich ist, sollte die Verwendung der simulierten Werte einem realen Bietverhalten eher entsprechen.

Die bisherigen Rechnungen basieren auf der Annahme, dass das Marktdesign für die Sekundärregelleistung unverändert bleibt. Wie in Kapitel 4.1.1 erläutert, sind jedoch Änderungen der Ausschreibungsbedingungen in der Diskussion (vgl. BMWi, 2015b, S. 67 ff.).

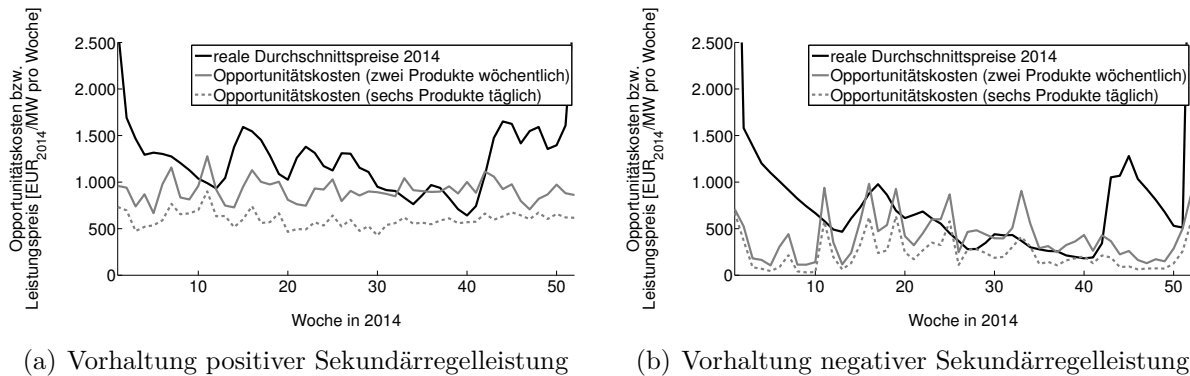


Abbildung 4.5: Vergleich von Opportunitätskosten bei unterschiedlichen Ausschreibungszeiträumen und Produktarten

Um den Effekt aufzuzeigen, der sich aus solch einer regulatorischen Änderung ergeben würde, wird mithilfe des Opportunitätskostenansatzes berechnet, wie sich die Opportunitätskosten gegenüber der heutigen Regelung mit wöchentlichem Ausschreibungszeitraum und zwei Produkten (Haupt- und Nebentarif) ändern. Wie bereits erläutert, werden für die positive Regelleistung in jeder Stunde die minimalen Opportunitätskosten einer konventionellen Einheit gewählt und für die negative Regelleistung die Opportunitätskosten für den Mix an stromerzeugenden Technologien der Zeitscheibe bestimmt. Abbildung 4.5 zeigt für das Jahr 2014 den Vergleich der Opportunitätskosten bei heutigen Ausschreibungsbedingungen mit den Kosten bei täglicher Ausschreibung und vierstündigen Produkten, d.h. sechs Produkten täglich (vgl. BMWi, 2015b, S. 68). Dabei basieren die Opportunitätskosten auf den simulierten Spotmarktpreisen für 2014. Damit die Werte vergleichbar sind, wurden die Opportunitätskosten für jede Woche addiert und dabei nach positiver und negativer Regelleistung unterschieden. Als weiterer Vergleichswert sind die historischen durchschnittlichen Leistungspreise abgebildet, bei denen ebenfalls die Preise des Haupt- und Nebentarifs für die positive und negative Regelleistung jeweils addiert sind.

Der Vergleich zeigt, dass durch die kürzeren Ausschreibungszeiträume und die Erhöhung der Produktanzahl die Opportunitätskosten sinken. Durch die geänderten Rahmenbedingungen fällt der Mittelwert der Opportunitätskosten bei der positiven Regelleistung von 909 €/MW pro Woche auf 600 €/MW pro Woche und bei der negativen Regelleistung von 412 €/MW pro Woche auf 226 €/MW pro Woche. Dies verdeutlicht, dass die vorgeschlagenen Änderungen zu einer Kostensenkung und somit effizienteren Ausgestaltung des Marktes führen sollten.

4.4 Zusammenfassung des Modellierungsansatzes

Dieses Kapitel hat gezeigt, welche Rahmenbedingungen am Regelleistungsmarkt bestehen, was für Ansätze es zur Modellierung von Leistungspreisen gibt und wie der Opportunitätskostenansatz auf eine Nachfrageeinheit übertragen werden kann. Die Vorhaltung von Sekundärregelleistung mit einem Elektrolyseur verursacht insbesondere bei niedrigen

Spotmarktpreisen geringere Opportunitätskosten als mit konventionellen Erzeugern. Dies gilt sowohl für die positive als auch für die negative Sekundärregelleistung.

Die Validierung des entwickelten Opportunitätskostenansatzes zeigt, dass historische Leistungspreise unterschätzt werden. Dies ist u.a. darauf zurückzuführen, dass eine perfekte Voraussicht auf die Spotmarktpreise unterstellt wird, die in der Realität nicht existiert. Auch werden Risikoaufschläge der Anbieter nicht einkalkuliert. Generell deckt sich die Unterschätzung der realen Werte mit Erfahrungen aus anderen Literaturquellen (vgl. Böttger und Bruckner, 2015, S. 8 ff.). Allerdings wird insbesondere bei der negativen Regelleistung deutlich, dass sich die Werte des Opportunitätskostenansatzes und die historischen Leistungspreise in 2014 angenähert haben. Bei der positiven Regelleistung wird das Preisniveau v.a. im Nebentarif gut abgebildet. Auch wird die erwartete Senkung der Opportunitätskosten und damit letztendlich der Leistungspreise bei verkürzten Ausschreibungszeiträumen und höherer Produktanzahl durch den Ansatz bestätigt.

Damit wird der Ansatz als geeignet angesehen, um zukünftige Leistungspreise zu simulieren, die als Preisuntergrenzen am Sekundärregelleistungsmarkt angesehen werden können. Für die weiteren Untersuchungen zukünftiger Entwicklungen wird im Rahmen dieser Arbeit davon ausgegangen, dass die Änderungsvorschläge umgesetzt werden und beim Marktdesign der kürzere Ausschreibungszeitraum und die Erhöhung der Produktanzahl realisiert werden.

5 Wirtschaftlichkeitsbewertung eines Elektrolyseurs im zukünftigen Stromsystem

Einleitung

Im Rahmen dieses Kapitels wird die Wirtschaftlichkeit eines Elektrolyseurs unter Berücksichtigung verschiedener Betriebskonzepte bewertet. Dabei wird sowohl für heutige als auch für zukünftige Bedingungen untersucht, welche Kosten welchen Erlösen gegenüberstehen. Die Berechnungen basieren dabei auf verschiedenen Annahmen, die in Kapitel 5.1 eingeführt werden. Mögliche zukünftige Entwicklungen werden anschließend mittels verschiedener Szenarien dargestellt, die denkbare Entwicklungspfade im Stromsektor abbilden. Die Szenarien werden in Kapitel 5.2 beschrieben und es werden darunter drei für die weitere Analyse ausgewählt. Die Szenarienannahmen werden anschließend in Kapitel 5.3 im Fundamentalmodell hinterlegt, so dass die Spotmarktpreise und darauf aufbauend die Regelleistungspreise simuliert werden können. Die Ergebnisse dieser Simulationen werden dargestellt und mit den heutigen Preisen verglichen. Sie gehen in die Bewertung des Elektrolyseurs in Kapitel 5.4 ein, bei der mittels eines Optimierungsmodells verschiedene Betriebsweisen des Elektrolyseurs analysiert werden, um anschließend die Erlöse den Kosten gegenüberzustellen. So wird ermittelt, ob der Einsatz des Elektrolyseurs zukünftig wirtschaftlich ist, welche Bedingungen dafür vorliegen müssen und welche Betriebskonzepte sich anbieten. Die Ergebnisse der verschiedenen Szenarien werden am Ende von Kapitel 5.4 zusammengefasst. Abschließend wird in Kapitel 5.5 die Wirkung der ermittelten Einflussfaktoren auf die Wirtschaftlichkeit des Elektrolyseurbetriebs zusammenfassend beschrieben.

5.1 Grundlegende Annahmen für die Wirtschaftlichkeitsberechnung

Die folgenden Analysen basieren auf einer Reihe an Annahmen, vor deren Hintergrund die gewonnenen Ergebnisse zu interpretieren sind:

Das Marktdesign am Spotmarkt bleibt zukünftig unverändert. Es ist nicht der Fokus dieser Arbeit, die Auswirkungen eines geänderten Marktdesigns auf den Elektrolyseureinsatz

zu prüfen. Daher wird die Annahme getroffen, dass das aktuelle Design erhalten bleibt. Dies bietet den Vorteil, dass das Modell zur Spotmarktpreissimulation anhand der heutigen Marktergebnisse validiert und für die zukünftigen Szenarien verwendet werden kann (vgl. Kapitel 3.4 und 5.3.1). Allerdings ist darauf hinzuweisen, dass eine Änderung des Marktdesigns wie z.B. die Einführung von Kapazitätsmärkten (vgl. Winkler et al., 2013) Einfluss auf die Strombörsenpreise und somit die Strombezugskosten des Elektrolyseurs nehmen kann.

Der Stromhandel mit Deutschlands Nachbarstaaten ist unberücksichtigt. Der grenzüberschreitende Stromaustausch sorgt für Ausgleichseffekte, da zur Deckung der inländischen Stromnachfrage Strom importiert bzw. zur Deckung der ausländischen Nachfrage auch Strom exportiert werden kann. Diese Austauschmöglichkeiten sorgen für zusätzliche Flexibilität bei der Abstimmung von Stromangebot und -nachfrage. Im Modell ist der Austausch mit dem Ausland nicht abgebildet, da hierzu auch die Entwicklung des Erzeugungsportfolios und der Stromnachfrage der Nachbarstaaten modelliert werden müsste, was den Rahmen der Arbeit übersteigt. Dadurch wird der Flexibilitätsbedarf und das Auftreten von extremen Situationen (Stromüberangebot bzw. -knappheit) tendenziell überschätzt.

Die Konkurrenz zu anderen Flexibilitätsoptionen wird bei der Bewertung des Elektrolyseureinsatzes vernachlässigt. Neben dem Elektrolyseur existieren noch eine Reihe anderer Technologien, die zur Flexibilisierung des Energiesystems beitragen können. Hierzu zählen der Netzausbau und der Einsatz steuerbarer Kraftwerke, Nachfrager und Speicher. Da in der Arbeit eine detaillierte Untersuchung des Elektrolyseureinsatzes im Vordergrund steht, sind die konkurrierenden Flexibilitätsoptionen nicht umfassend berücksichtigt und könnten die Einsatzzeiten des Elektrolyseurs stärker begrenzen. Dies wird in Variationsrechnungen berücksichtigt (vgl. Kapitel 5.4.1).

Der Ausbau erneuerbarer Energien wird in Deutschland fortgeführt und basiert v.a. auf fluktuierenden Energieträgern. In den Szenarien, die in Kapitel 5.2.1 und 5.2.2 betrachtet werden, wird davon ausgegangen, dass die Energiewende in Deutschland weiterhin verfolgt wird und zur Zielerreichung überwiegend Windenergie- und Photovoltaikanlagen ausgebaut werden. Theoretisch wäre auch eine Abkehr von der Energiewende und der Erreichung der Klimaziele möglich, allerdings würde in solch einem Szenario der Einsatz von Elektrolyseuren nicht erforderlich und wäre voraussichtlich auch nicht wirtschaftlich attraktiv. Somit wäre eine Bewertung unter solchen Rahmenbedingungen nicht zweckmäßig.

Die Preise für Energieträger und CO₂-Zertifikate steigen in den Szenarien teils deutlich an. Diese Preisausprägungen werden bestehenden Studien entnommen, was in Kapitel 5.2.2 beschrieben wird. Mit den Szenarien wird eine Spannbreite unterschiedlicher Entwicklungen aufgezeigt, worunter das ambitionierte Szenario einen extremen Pfad mit Preisanstiegen für CO₂-Zertifikate von etwa 6 (2014) auf 214 €₂₀₁₄/t CO₂ (2050) und für Erdgas von 23 (2014) auf 46 €₂₀₁₄/MWh_{th} (2050) unterstellt. Solche Entwicklungen sind möglich, bedeuten jedoch eine starke Veränderung der Rahmenbedingungen gegenüber der heutigen Situation. Die Ergebnisse sind daher vor diesem Hintergrund zu interpretieren.

Für die Entwicklung der Elektrolysetechnologie sind starke Kostensenkungen und Wirkungsgradsteigerungen unterstellt. Die Annahmen für die zukünftige spezifische Investition als auch für den Wirkungsgrad der Elektrolyse werden anhand von Literaturangaben bestimmt (vgl. Kapitel 5.4.1). Es ist dabei zu berücksichtigen, dass die angenommene Entwicklung davon abhängt, dass in Forschung und Entwicklung große Fortschritte gemacht werden. Dabei beeinflusst nicht nur die Entwicklung in Deutschland sondern auch auf internationaler Ebene z.B. in Asien und den USA die Technologieentwicklung.

Beim Strombezug des Elektrolyseurs werden keine Entgelte, Umlagen und Abgaben einberechnet. Nach gültiger Gesetzeslage müsste der Betreiber eines Elektrolyseurs diese Preisbestandteile bezahlen (vgl. Kapitel 5.4.1). In der folgenden Analyse werden sie nicht einbezogen, da es zum einen unsicher ist, in welcher Höhe diese Preisbestandteile zukünftig anfallen, und es zum anderen möglich ist, dass der Elektrolyseur davon befreit wird, wenn die Einführung der Elektrolyse politisch gewollt ist. Da dies eine Begünstigung der Elektrolyse gegenüber konkurrierenden Technologien wäre, ist es jedoch wahrscheinlich, dass eine Befreiung auf eine kurze Zeit z.B. auf die Markteinführungsphase begrenzt bliebe. Des Weiteren ist es möglich, dass die Preisbestandteile zeitlich variabel ausgestaltet werden, so dass sie z.B. zu Zeiten eines Stromüberangebotes geringer ausfallen, um die Nachfrage stärker anzureizen, und bei Stromknappheit hoch sind. Hiervon könnte der Betreiber eines Elektrolyseurs profitieren, wenn er die Anlage gezielt bei niedrigen Preisen einsetzt. Die Ergebnisse und Variationsrechnungen in Kapitel 5.4 zeigen, bis zu welchen Strombezugskosten ein wirtschaftliches Ergebnis möglich ist, so dass daraus abgeleitet werden kann, wie hoch der Strompreis inkl. aller Entgelte, Umlagen und Abgaben sein dürfte, um einen wirtschaftlichen Betrieb noch zu ermöglichen.

5.2 Energieszenarien für den Stromsektor

Energieszenarien dienen dazu, mögliche Entwicklungspfade aufzuzeigen und bilden damit eine Grundlage für Investitionsentscheidungen und die energiepolitische Diskussion. Dabei sagen sie nichts über die Wahrscheinlichkeit ihres Eintreffens aus, vielmehr zeigen sie üblicherweise eine Spanne von Entwicklungen auf, die aus heutiger Sicht denkbar erscheinen und bilden damit einen sog. Szenariotrichter (vgl. Dieckhoff et al., 2014, S. 4). Der Fokus liegt nicht auf der möglichst genauen Vorhersage der Zukunft, da dies nahezu unmöglich ist, sondern vielmehr auf der Darstellung verschiedener Entwicklungen, die für möglich gehalten werden. Szenarien können entweder ergebnisoffen erstellt sein oder ein Ziel, z.B. einen festen Anteil erneuerbarer Energieträger an der Stromerzeugung in einem bestimmten Jahr, beinhalten. Letztere verdeutlichen, welche Entwicklungen notwendig sind, um das Ziel zu erreichen. Wichtig ist bei jedem Szenario, dass die Entwicklungspfade der einzelnen Größen in sich schlüssig, aber auch konsistent mit dem Verlauf der anderen Größen sind und sich nicht widersprechen.

In den folgenden Kapiteln werden zunächst verschiedene Szenarien vorgestellt, die Entwicklungspfade des deutschen Stromsektors abbilden. Die Szenarien müssen Annahmen

enthalten, die als Eingangsdaten für die Spotmarkt- und Regelleistungspreismodellierung verwendet werden können. Da die Erstellung konsistenter Szenarien aufgrund der Wechselwirkungen zwischen den Größen und der Unsicherheit über deren zukünftige Entwicklungen sehr aufwändig ist, wird auf bestehende Studien zurückgegriffen, deren Bestandteil die Szenarioerstellung ist. Die einzelnen Szenarien werden gegenübergestellt und unter ihnen werden für die weitere Analyse drei ausgewählt, die sowohl moderate als auch ambitioniertere Entwicklungen beim Ausbau der erneuerbaren Energien sowie der Energieträgerpreise annehmen. Dabei wird berücksichtigt, ob sie die benötigten Informationen für die Modellierung bereitstellen können und ob die Annahmen im Vergleich zu den anderen Studien plausibel erscheinen.

5.2.1 Energieszenarien ausgewählter Studien

Die Auswahl der Studien, die ausgewertet werden, basiert auf mehreren Kriterien. Grundvoraussetzung ist, dass die Studien Szenarien enthalten, die die zukünftige Entwicklung des Stromsektors abbilden. Außerdem müssen bestimmte Annahmen bzw. Ergebnisse veröffentlicht sein, die für die Preismodellierung benötigt werden. Dazu zählen die installierte Leistung erneuerbarer Energien, die Nettostromnachfrage sowie die Energieträger- und CO₂-Preise. Da der deutsche Stromsektor abgebildet wird, müssen sich die genannten Kennzahlen auf Deutschland beziehen. Außerdem sollte die Studie möglichst aktuell sein, damit Entwicklungen der letzten Jahre, die beispielsweise beim Ausbau der erneuerbaren Energien stattgefunden haben, in die Szenariobildung einbezogen werden konnten. Ein möglichst langer Zeithorizont, bestenfalls bis 2050, ist von Vorteil, weil damit auch die Simulation langfristiger Entwicklungen möglich wird. Gerade für die Bewertung eines Elektrolyseurs, dessen Einsatz bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien sinnvoll erscheint, ist die langfristige Perspektive interessant.

Die Anforderungen werden von diesen fünf Studien erfüllt: „BMU: Klimaschutzszenario 2050“ (vgl. Repenning et al., 2014), „BMW: Energiereferenzprognose“ (vgl. Schlesinger et al., 2014), „UBA: Politikszenerarien“ (vgl. Matthes et al., 2013), „ÜNB: Netzentwicklungsplan“ (vgl. Deutsche Übertragungsnetzbetreiber, 2014a; Deutsche Übertragungsnetzbetreiber, 2014b) und „Agora: Stromspeicher“ (vgl. Fürstenwerth et al., 2014). Als weitere Quelle wird der „IEA: World Energy Outlook“ (vgl. IEA, 2014) herangezogen, der zwar keine deutschlandspezifischen Daten enthält, aber Energieträgerpreisentwicklungen aufzeigt, die häufig von anderen wissenschaftlichen Studien als Orientierung herangezogen werden. Die Studien unterscheiden sich hinsichtlich ihres betrachteten Zeithorizonts und der Wahl der Stützjahre. Zur besseren Vergleichbarkeit werden für die Auswertung die Jahre 2023 und 2024 dem Stützjahr 2025 sowie die Jahre 2033 und 2034 dem Stützjahr 2035 zugeordnet.

In Abbildung 5.1 sind die installierten Leistungen erneuerbarer Energien, die in den Studien genannt werden, gegenübergestellt. Da teilweise mehrere Szenarien in einer Studie behandelt werden, sind diese nochmals separat aufgeführt bzw. zusammengefasst, wenn ihnen die gleichen Werte zugrundeliegen. Im „BMU: Klimaschutzszenario 2050“ sind drei

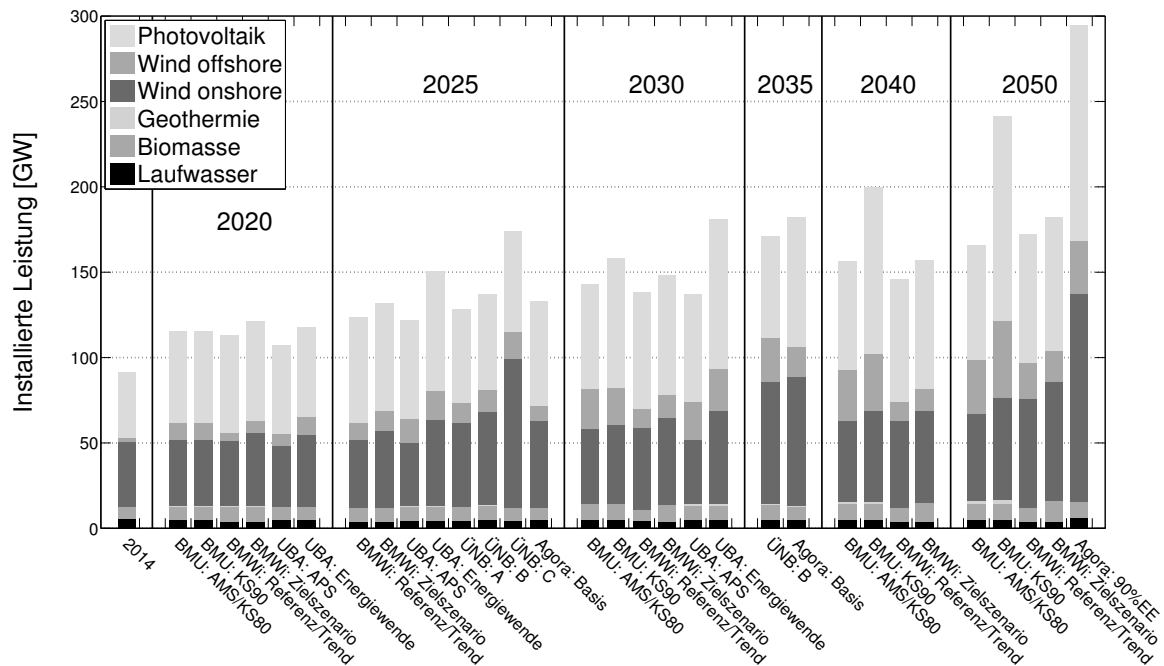


Abbildung 5.1: Installierte Leistung erneuerbarer Energien in verschiedenen Szenarien (Daten für 2014 stammen aus BMWi (2015a) und IEE (2015))

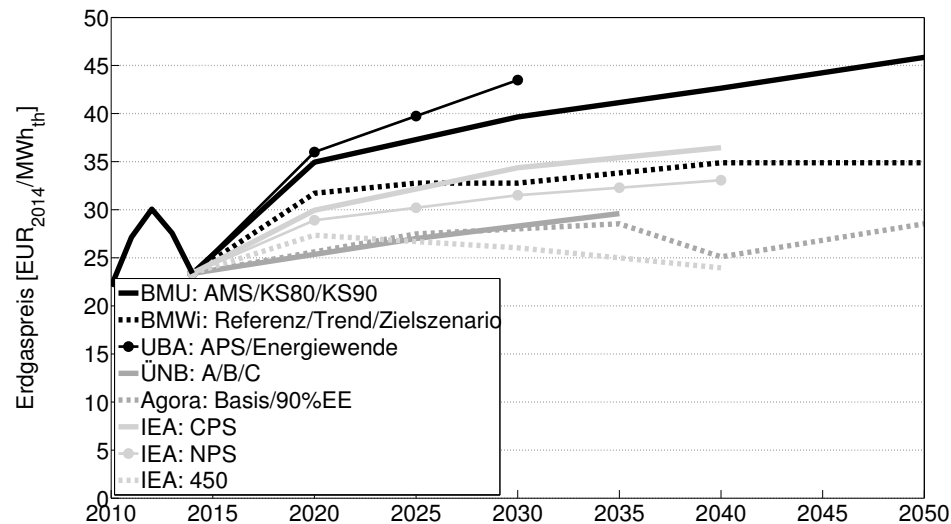
Szenarien dargestellt: das Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (AMS), das Klimaschutzszenario 80 (KS80) und das Klimaschutzszenario 90 (KS90). AMS und KS80 weisen identische Leistungen für erneuerbare Energien auf und liegen bis 2030 noch in ähnlichen Größenordnungen wie das KS90-Szenario. Ab 2040 zeigen sich jedoch größere Unterschiede, da im KS90-Szenario eine stärkere Reduktion der Treibhausgasemissionen und somit ein intensiverer Ausbau erneuerbarer Energien stattfindet. Die „BWi: Energiereferenzprognose“ enthält ein Referenzszenario bis 2030, das durch das Trendszenario bis 2050 fortgeschrieben wird, so dass diese Szenarien zusammengefasst werden. Da sie die Ziele der Bundesregierung nicht erreichen, wird in der Studie das Zielszenario eingeführt, das Maßnahmen abbildet, die zur Zielerreichung beitragen. Dadurch ist die installierte Leistung erneuerbarer Energien im Zielszenario höher, allerdings ist der Unterschied zum Referenz- bzw. Trendszenario sehr gering. Ähnlich aufgebaut ist die Szenarioanalyse in der Studie „UBA: Politikszenerien“, die sich auf zwei Szenarien stützt: das Aktuelle-Politik-Szenario (APS) bildet nur die Wirkung getroffener Maßnahmen ab, während das Energiewende-Szenario darüberhinausgehende Maßnahmen berücksichtigt. Die Szenarien umfassen nur den Zeitraum bis 2030, unterscheiden sich jedoch in diesem Jahr deutlich um 44 GW Leistung erneuerbarer Energieträger. Im „ÜNB: Netzentwicklungsplan“ sind drei Szenarien A, B und C für die nächsten zehn Jahre entwickelt worden, von dem Szenario B noch für weitere zehn Jahre fortgeschrieben wird. Bzgl. des Ausbaus erneuerbarer Energien liegen Szenario A und B relativ nah beieinander, während Szenario C unter allen Szenarien in 2025 die optimistischsten Annahmen trifft. Die fünfte Studie „Agora: Stromspeicher“ enthält ein Basisszenario, das eine moderate Entwicklung über die nächsten 20 Jahre abbildet. Ergänzend wurde ein 90 %-Szenario (90 %EE) erstellt, das ohne Festlegung des Jahres

ein Energiesystem mit 90 % erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch darstellt. In der Abbildung wird es dem Jahr 2050 zugeordnet und zeigt hier auch mit deutlichem Abstand die größte installierte Leistung für erneuerbare Energien.

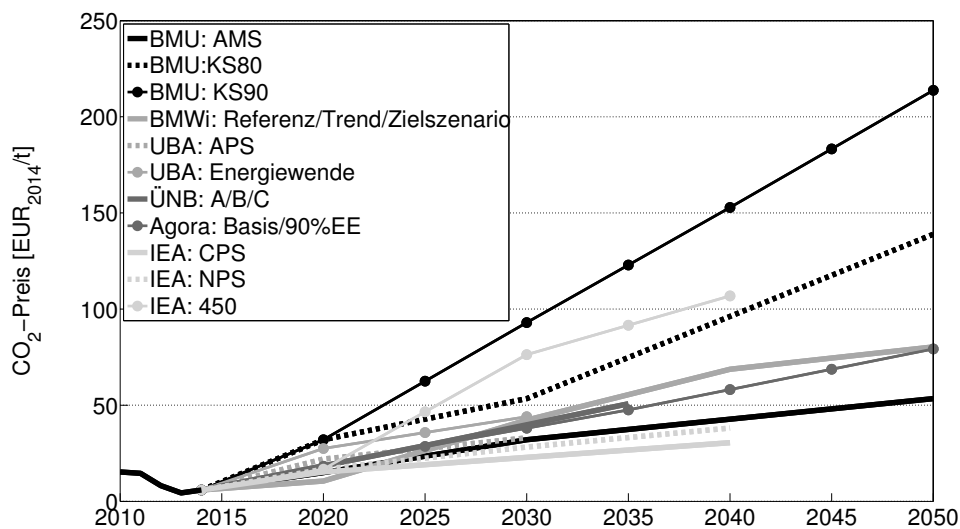
Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass alle Szenarien für 2020 noch sehr ähnliche Werte aufweisen. Ab dem Jahr 2030 zeigt das Szenario KS90 aus der Studie „BMU: Klimaschutzszenario 2050“ einen starken Ausbaupfad für die erneuerbaren Energien, der in 2050 nur vom 90 %-Szenario der Studie „Agora: Stromspeicher“ übertroffen wird. Im Vergleich dazu weisen die anderen Studien, insbesondere die „BMWi: Energiereferenzprognose“ und das AMS-Szenario aus dem „BMU: Klimaschutzszenario 2050“, moderatere Werte auf. Zu berücksichtigen ist, dass sich in den Studien durch die Annahme unterschiedlicher Volllaststunden abweichende Werte für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien je installierter Leistung ergeben können. Hierdurch können leichte Abweichungen zwischen den Studien auftreten, so dass bei ähnlichen Größenordnungen für die installierten Leistungen unterschiedliche Strommengen angegeben werden. Die Abweichungen der Volllaststunden sind zwischen den Studien in der Regel jedoch nicht so groß, als dass die Verhältnisse zwischen den Szenarien, die Abbildung 5.1 aufzeigt, hierdurch sehr stark verändert würden.

Neben dem Ausbau erneuerbarer Energien haben die Energieträgerpreise starke Auswirkungen auf den Spotmarktpreis. Die Szenarien unterscheiden sich hierbei insbesondere bei den Preisen für Öl, Gas und CO₂-Zertifikate. Der Ölpreis hat im Fundamentalmodell nur einen geringen Einfluss, da kaum Ölkraftwerke im Bestand sind und auch kein Zubau zu erwarten ist. Daher werden in Abbildung 5.2 nur die Preisentwicklungen der Szenarien für Erdgas und CO₂-Zertifikate dargestellt. Die Werte von 2010 bis 2014 sind die historischen Preise. Sie sind umgerechnet in reale Preise mit dem Basisjahr 2014, ebenso wie die Angaben der Studien. Die Preisannahmen des „IEA: World Energy Outlook“ sind zudem in Euro umgerechnet. In der Studie werden drei Szenarien unterschieden: das Current Policies Scenario (CPS) nimmt die Fortschreibung aktueller klimapolitischer Maßnahmen an, während das New Policies Scenario (NPS) ambitioniertere Maßnahmen unterstellt. Das 450-Szenario stellt ein extremes Szenario dar, das den Zielwert von 450 ppm (parts per million) Treibhausgas-Konzentration einhält. Damit soll die Begrenzung der globalen Erderwärmung auf 2°C gegenüber dem Niveau vor Beginn der Industrialisierung ermöglicht werden. Die letzte UN-Klimakonferenz 2015 in Paris kam überein, dieses Ziel noch zu unterbieten, so dass aus aktueller Sicht ein noch ambitionierterer Pfad denkbar ist, für den möglicherweise ein entsprechendes Szenario veröffentlicht werden könnte (vgl. Europäische Kommission, 2016).

Abbildung 5.2 (a) zeigt für die langfristige Entwicklung der Erdgaspreise drei grobe Pfade auf: ein nahezu konstantes Preisniveau für die Studien „Agora: Stromspeicher“ und „ÜNB: Netzentwicklungsplan“ bzw. ein absinkendes Niveau für das 450-Szenario des „IEA: World Energy Outlook“, einen moderaten Anstieg, der nach 2030 nahezu gleichbleibend verläuft, für die „BMWi: Energiereferenzprognose“ und die CPS- und NPS-Szenarien des „IEA: World Energy Outlook“, und einen stärkeren Anstieg für die Studien „UBA: Politikszzenarien“ und „BMU: Klimaschutzszenario 2050“ auf über 45 €/2014/MWh_{th} in



(a) Erdgaspreis

(b) CO₂-PreisAbbildung 5.2: Entwicklung des Erdgas- und CO₂-Preises in verschiedenen Energieszenarien

2050. Die Preisentwicklung für CO₂-Zertifikate in Abbildung 5.2 (b) zeigt insbesondere für die letztgenannte Studie eine große Spannweite von knapp über 50 €₂₀₁₄/t (AMS) bis auf über 200 €₂₀₁₄/t (KS90) in 2050 auf. Der hohe CO₂-Zertifikatspreis passt dabei zu den ambitionierten Ausbauzielen für erneuerbare Energien im KS90-Szenario. Die Szenarien CPS und NPS des „IEA: World Energy Outlook“ nehmen die niedrigsten Preisverläufe an, während das 450-Szenario dieser Studie einen Anstieg auf über 100 €₂₀₁₄/t in 2040 unterstellt. Wie beim KS90-Szenario wird dies benötigt, um das Klimaziel zu erreichen und konventionelle Kraftwerke durch erneuerbare Energieträger zu ersetzen. Die anderen Studien weisen untereinander ähnliche Verläufe auf mit ca. 40 €₂₀₁₄/t in 2030 und ca. 80 €₂₀₁₄/t in 2050.

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass das „BMU: Klimaschutzszenario 2050“ tendenziell von stärkeren Preisanstiegen für Erdgas und CO₂-Zertifikate ausgeht als die anderen Studien, insbesondere im KS90-Szenario. Mehrere Studien nehmen eine ähnliche, moderatere Entwicklung des CO₂-Zertifikatspreises an, so dass zumindest eines der auszuwählenden Szenarien diesen Pfad repräsentieren sollte. Es bieten sich hierfür die „BMWi: Energiereferenzprognose“ oder die „UBA: Politikszenerarien“ an, da sie ähnliche Verläufe aufzeigen und bis 2050 fortgeschrieben werden. Beim Erdgaspreis sind die Annahmen der „UBA: Politikszenerarien“-Studie deutlich höher als die der „BMWi: Energiereferenzprognose“. Letztere zeigt bei der Erdgaspreisentwicklung einen ähnlichen Verlauf wie die CPS- und NPS-Szenarien des „IEA: World Energy Outlook“.

Die zukünftige Nettostromnachfrage wird von den Studien, die Deutschland betrachten, konstant bleibend oder sinkend eingeschätzt. In den meisten Szenarien wird von einer nahezu konstanten Stromnachfrage und von Werten von ca. 530 TWh in 2050 ausgegangen. Die „BMWi: Energiereferenzprognose“ unterstellt hingegen einen Rückgang auf deutlich unter 500 TWh in 2050. Hervorgerufen wird der geringere Verbrauch in erster Linie durch eine höhere Effizienz der Anwendungen. Gleichzeitig kommen langfristig neue strombasierte Technologien in den Markt, und wirken den Verbrauchseinsparungen entgegen. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass manche Studien den Stromverbrauch von sog. neuen Verbrauchern separat ausweisen und andere ihn in die ausgewiesenen Werte einbeziehen oder gar nicht ausdrücklich berücksichtigen. Neue Verbraucher sind hierbei Anwendungen, die zuvor noch nicht oder in kleinerem Umfang im Strommarkt präsent waren und durch Umstellung der Nutzung von einem anderen Energieträger auf Strom zukünftig zum Stromverbrauch beitragen. Typische Beispiele sind Elektrofahrzeuge oder Wärmepumpen. Des Weiteren geben manche Studien anstatt des Nettostromverbrauchs den Bruttostromverbrauch an, so dass ersterer daraus abgeleitet werden muss.

5.2.2 Auswahl von Energieszenarien für die weitere Analyse

Für das weitere Vorgehen werden drei Kombinationen aus Szenario und Stützjahr ausgewählt, die als Grundlage für die Strommarktsimulation verwendet werden. Ziel ist es, verschiedene Zusammensetzungen von Annahmen auszuwählen, diese mit dem Fundamentalmodell zu simulieren und anschließend zu bewerten, ob sich bei diesen Rahmenbedingungen der Einsatz des Elektrolyseurs rentiert. Weniger im Fokus steht die genaue Festlegung des Zeitpunktes, an dem diese Annahmen in der gewählten Kombination auftreten. Zur Abbildung einer moderaten Entwicklung bietet sich das Referenz- und Trend-szenario der „BMWi: Energiereferenzprognose“ im Jahr 2030 an. Es zeigt sich, dass die Annahmen bzgl. des Ausbaus der erneuerbaren Energien als auch der Preise und des Nettostromverbrauchs in der „BMWi: Energiereferenzprognose“ vergleichbare Größenordnungen aufweisen wie die Annahmen anderer Studien, die auch eine Fortschreibung der aktuellen Maßnahmen unterstellen. Daher repräsentiert dieses Szenario die anderen Studien gut und bildet auch die langfristige Perspektive bis 2050 ab, so trifft z.B. die Studie „UBA: Politikszenerarien“ ähnliche Annahmen, jedoch nur bis zum Jahr 2030.

Aus Sicht potenzieller Betreiber von Elektrolyseuren ist es von Interesse, ob die moderate Entwicklung ausreicht, um einen wirtschaftlichen Einsatz des Elektrolyseurs zu ermöglichen. Sollte dem nicht so sein, stellt sich die Frage, ob der Elektrolyseur z.B. bei höheren Anteilen erneuerbarer Energien wirtschaftlich betrieben werden kann. Daher werden zwei weitere Szenarien ausgewählt, die einen stärkeren Ausbau der erneuerbaren Energien unterstellen. Mit dem KS90-Szenario der Studie „BMU: Klimaschutzszenario 2050“ wird für das Jahr 2050 ein sehr ambitionierter Entwicklungspfad betrachtet. Die steigenden Preise für Erdgas und CO₂-Zertifikate sorgen außerdem für hohe Wasserstoffgestehungskosten konventioneller Verfahren, was für die Elektrolyse von Vorteil ist. Dieses Szenario bietet in 2050 somit voraussichtlich attraktive Rahmenbedingungen für den Einsatz eines Elektrolyseurs. Es wirkt aus heutiger Sicht als eher extreme Abschätzung der zukünftigen Entwicklungen, bildet jedoch einen Pfad ab, der zum Erreichen der Klimaschutzziele notwendig ist, bzw. sogar noch verstärkt werden muss, wenn die globale Erwärmung unter 2°C bleiben soll.

Als Ergänzung zum moderaten und ambitionierten Entwicklungspfad wird noch eine dritte Kombination aus Stützjahr und Szenario bestimmt, die eine Entwicklung zwischen den beiden gewählten Pfaden abbilden soll. Es bieten sich hierfür die Annahmen des Referenz- und Trendszenarios der „BMWi: Energiereferenzprognose“ für das Jahr 2050 oder die Annahmen des KS90-Szenarios der Studie „BMU: Klimaschutzszenario 2050“ für das Jahr 2030 an. Die Studien weisen für die genannten Zeitpunkte nahezu identische Annahmen über den Ausbau erneuerbarer Energien aus. Die Annahmen bzgl. der Energieträger- und CO₂-Zertifikatspreise sind im KS90-Szenario für 2030 jedoch etwas höher und liegen mittiger zwischen dem bereits ausgewählten moderaten und ambitionierten Pfad. Daher wird diese Kombination als Ergänzung zu den beiden anderen Entwicklungen ausgewählt.

Es wird deutlich, dass die drei Szenarien alle von einem zunehmenden Ausbau erneuerbarer Energien und Anstiegen bei den Energieträger- und CO₂-Zertifikatspreisen ausgehen. Zwar unterscheidet sich das Ausmaß der Entwicklungen in den Szenarien, doch nehmen sie grundsätzlich an, dass die Energiewende weiterhin umgesetzt wird. Natürlich sind auch gänzlich andere Entwicklungen zukünftig möglich, die z.B. aufgrund konstanter oder rückläufiger Preise für Energieträger und CO₂-Zertifikate sowie politischer Umbrüche stärker die Stromerzeugung aus fossilen Kraftwerken vorsehen. Die Wahl der Szenarien unterstellt für diese Arbeit jedoch aus folgenden Gründen bewusst einen steigenden Ausbau erneuerbarer Energien.

Der gewichtigste Grund für einen zunehmenden Ausbau der erneuerbaren Energien liegt darin, dass die Begrenzung der CO₂-Emissionen notwendig ist, um den Klimawandel einzudämmen. Nach der UN-Klimakonferenz in Paris 2015 ist deutlich geworden, dass Konsens darin besteht, die globale Erderwärmung zu begrenzen und dass hierzu der Treibhausgas-Ausstoß limitiert werden muss (vgl. Europäische Kommission, 2016). Auf globaler Ebene werden die erneuerbaren Energien bereits heute stetig ausgebaut und die Förderung erneuerbarer Energien führt zu Kostensenkungen bei den Anlagen u.a. aufgrund von Lerneffekten (vgl. Ragwitz und Steinhilber, 2014, S. 215; REN21, 2014,

Tabelle 5.1: Annahmen der ausgewählten Energieszenarien nach Schlesinger et al. (2014) und Repenning et al. (2014)

	Einheit	2014	moderat	mittel	ambitioniert
Leistung Wind onshore	[GW]	38,1	48,0	45,8	60,0
Leistung Wind offshore	[GW]	2,3	11,0	21,6	45,0
Leistung Photovoltaik	[GW]	38,2	68,0	75,7	120,0
Leistung Biomasse	[GW]	6,9	7,0	9,2	9,5
Leistung Wasserkraft	[GW]	5,6	4,0	4,9	5,1
Leistung Geothermie	[GW]	0	0,6	0,6	1,9
Erdgaspreis	[€ ₂₀₁₄ /MWh _{th}]	23,38	32,77	39,65	45,85
Steinkohlepreis	[€ ₂₀₁₄ /MWh _{th}]	8,87	15,32	14,57	16,54
CO ₂ -Zertifikatspreis	[€ ₂₀₁₄ /t]	5,91	42,28	92,97	213,73
Nettostromnachfrage	[TWh]	521	490	441	479

S. 25 ff.). Insofern sprechen die aktuellen Entwicklungen für einen weiteren Ausbau erneuerbarer Energien. Langfristig wird durch eine Umstellung auf erneuerbare Energien zudem die Abhängigkeit von fossilen Quellen gesenkt, deren Ressourcen begrenzt sind.

Wird der Einsatz von Wasserstoff betrachtet, würde eine überwiegende Herstellung mittels Strom aus fossilen Energieträgern keinen Vorteil gegenüber Wasserstoff aus der Erdgasreformierung bieten, so dass der Einsatz eines Elektrolyseurs in solch einem Szenario keinen Sinn ergäbe. Dies gilt sowohl für die Klimawirkung als auch für die Effizienz der Herstellung und vermutlich auch für die Kosten, da davon auszugehen ist, dass bei niedrigen Gas- und CO₂-Zertifikatspreisen die Wasserstoffproduktion aus Erdgas kostengünstiger ist als die Herstellung per Elektrolyse. Da der Bedarf an flexiblen Technologien in einem Szenario, das weiterhin größtenteils auf fossilen Kraftwerken beruht, nicht sehr hoch ist, würde außerdem der Einsatz flexibler Verbraucher weniger stark motiviert. Es ist anzunehmen, dass ein wirtschaftlicher Einsatz eines Elektrolyseurs erst dann möglich ist, wenn am Strommarkt aufgrund der höheren Einspeisung erneuerbarer Energien vermehrt Stunden mit sehr niedrigen Spotmarktpreisen auftreten. Somit bietet es sich an, die Wirtschaftlichkeitsbewertung unter Randbedingungen vorzunehmen, die hohe Anteile erneuerbarer Energien vorsehen. Im Folgenden wird ergänzend dazu auch der Einsatz des Elektrolyseurs unter den Rahmenbedingungen des Jahres 2014 bewertet, was als sehr konservatives Szenario interpretiert werden kann.

Für die drei ausgewählten Kombinationen werden die Annahmen im Detail gegenübergestellt. Zur Vereinfachung werden im Folgenden die drei Fälle anhand ihrer Annahmen hinsichtlich der Entwicklung des Anteils erneuerbarer Energien (EE) sowie der Erdgas- und CO₂-Zertifikatspreise abgekürzt: das Jahr 2030 des Referenzszenarios der „BMWi: Energierferenzprognose“ wird als „moderat“ bezeichnet, während das KS90-Szenario aus der Studie „BMU: Klimaschutzszenario 2050“ für das Jahr 2050 mit „ambitioniert“ betitelt wird. Als drittes Szenario, dessen Annahmen zwischen den beiden genannten liegen,

wird das Szenario „mittel“ eingeführt, das auf den Angaben der Studie „BMU: Klimaschutzszenario 2050“ für das Jahr 2030 beruht. Diese drei Fälle werden im Folgenden vereinfachend auch als „Szenario“ bezeichnet, obwohl sie streng genommen jeweils nur ein Stützjahr eines Szenarios darstellen. Tabelle 5.1 zeigt die Werte der Szenarien für den Ausbau erneuerbarer Energien, die Energieträger- und CO₂-Zertifikatspreise und die Nettostromnachfrage. Es fällt auf, dass sich die installierten Leistungen erneuerbarer Energieträger insbesondere für Wind offshore und Photovoltaik unterscheiden, da das ambitionierte Szenario hierfür deutlich höhere Leistungen annimmt. Für den Ausbau der Geothermie sind in der „BMWi: Energierferenzprognose“ keine Werte angegeben, so dass für das moderate Szenario die Annahmen des mittleren Szenarios übernommen werden. Die Erdgaspreise sind für das moderate Szenario am niedrigsten, gleiches gilt für die Preise der CO₂-Zertifikate.

Die Entwicklung der Nettostromnachfrage ist in den Szenarien sehr unterschiedlich. Im moderaten Szenario wird von einer abnehmenden Stromnachfrage von 521 TWh in 2014 auf 490 TWh in 2030 ausgegangen. Dies liegt in erster Linie an einer höheren Energieeffizienz beim Stromverbrauch. Die Kompensation dieser Einsparung durch neue Verbraucher macht sich in diesem Szenario nicht bemerkbar, da sich diese nur in geringem Umfang am Markt etablieren können. Der Endenergieverbrauch im Verkehr wird hier auch langfristig noch überwiegend durch konventionelle Energieträger gedeckt. Wasserstoff wird bis 2030 nicht für den Verkehrssektor hergestellt (vgl. Schlesinger et al., 2014, S. 285). Im mittleren Szenario sinkt der Nettostromverbrauch noch deutlicher, aber im ambitionierten Szenario steigt er aufgrund der neuen Verbraucher an. Auf die neuen Verbraucher, darunter sind auch Elektrolyseure, entfallen 34 % des Strombedarfs. Die Elektrolyseure haben eine Stromnachfrage von 66 TWh zur Deckung des Wasserstoffbedarfs in der Industrie und ca. 12 TWh zur Deckung der Wasserstoffnachfrage im Verkehr (vgl. Repenning et al., 2014, S. 193 und 247). Ihr Einsatz wird in der Studie „BMU: Klimaschutzszenario 2050“ durch die Klimaziele motiviert, doch es wird nicht detailliert untersucht, ob er aus Sicht potenzieller Betreiber ökonomisch sinnvoll ist. Für das mittlere und das ambitionierte Szenario werden daher die Werte der Nettostromnachfrage um die jeweils unterstellte Stromnachfrage der Elektrolyseure reduziert, da im Folgenden erst bewertet werden soll, ob der Einsatz der Elektrolyseure unter den Rahmenbedingungen wirtschaftlich ist.

Es sei an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass sich durch ein verändertes Nachfrageverhalten der bestehenden Verbraucher sowie der zusätzlichen Nachfrage durch neue Verbraucher Änderungen in der zukünftigen Lastkurve ergeben können. Die Modellierung der Auswirkungen auf die zeitliche Verteilung der Gesamtnachfrage ist sehr komplex und kann daher in der vorliegenden Arbeit nicht im Detail berücksichtigt werden. Für eine umfassende Beschreibung zukünftiger Lastkurven sei auf die Dissertation von Boßmann (2015) verwiesen. Für die vorliegende Arbeit werden sowohl für die Nachfrage als auch für die Einspeisung aus erneuerbaren Energien die Zeitreihen des Jahres 2012 verwendet und entsprechend der Szenarien auf die angenommene Nachfrage bzw. Einspeisung skaliert. Um dennoch den Effekt zu berücksichtigen, der sich v.a. durch eine Nachfrageverlagerung in die Stunden mit niedrigen Spotmarktpreisen ergibt, wird in Kapitel 5.4.4

Tabelle 5.2: Annahmen zur installierten Leistung konventioneller Kraftwerke und Pumpspeicher in den Szenarien nach Schlesinger et al. (2014, S. 223) (Daten für 2014 stammen aus BNetzA (2015) und Wenzel und Kunz (2015, S. 4))

	Einheit	2014	2030	2050
Leistung Kernenergie	[GW]	12,1	0	0
Leistung Steinkohle	[GW]	26,0	25,0	19,5
Leistung Braunkohle	[GW]	19,3	18,9	5,3
Leistung Gasturbinen	[GW]	11,2	6,6	16,2
Leistung GuD-Anlagen	[GW]	12,2	23,8	31,9
Leistung Öl	[GW]	2,9	2,0	0,1
Leistung sonst. Brennstoffe	[GW]	3,8	2,9	2,9
Leistung Pumpspeicher	[GW]	7,5	8,9	8,9

im Rahmen von Sensitivitätsrechnungen darauf eingegangen. Dabei wird untersucht, welche Auswirkung eine preiselastischere Nachfrage bei niedrigen Spotmarktpreisen auf die Wirtschaftlichkeitsbewertung eines Elektrolyseurs hätte.

Neben den vorgestellten Annahmen muss im Modell hinterlegt werden, wie sich der konventionelle Kraftwerkspark entwickelt. Aufgrund des Kernenergieausstiegs sind bis 2030 12 GW weniger Grundlastkapazität gegenüber 2014 verfügbar, die in den Szenarien nicht allein durch erneuerbare Energieträger gedeckt werden können. Auch andere konventionelle Kraftwerke müssen aufgrund ihres Alters stillgelegt und erneuert werden. Ausgehend vom heutigen Bestand, der anhand der Kraftwerkliste der Bundesnetzagentur im Modell hinterlegt ist (vgl. BNetzA, 2015), wird ermittelt, welche Kapazitäten sich in den Stützjahren noch am Netz befinden. Darauf aufbauend müssen Annahmen für den Zubau neuer Kraftwerke getroffen werden.

Für die Szenarien wird der Bestand konventioneller Kraftwerke hinterlegt, der in Tabelle 5.2 dargestellt ist. Die Werte basieren auf den Angaben der „BMWi: Energiereferenzprognose“ (vgl. Schlesinger et al., 2014, S. 223). Da in der Veröffentlichung des „BMU: Klimaschutzszenario 2050“ keine Angaben zur installierten Leistung konventioneller Kapazitäten angegeben sind, wird für alle drei Szenarien der Ausbau der „BMWi: Energiereferenzprognose“ hinterlegt (vgl. Repenning et al., 2014). Durch den höheren Anteil erneuerbarer Energien weichen die Auslastungen der konventionellen Kapazitäten in den Szenarien jedoch voneinander ab. Außerdem bewirken die verschiedenen Energieträgerpreisentwicklungen geänderte Einsatzreihenfolgen der Kraftwerke.

In Tabelle 5.2 wird deutlich, dass langfristig die Kapazität der Kohlekraftwerke zurückgeht, während Gaskraftwerke zugebaut werden, was mit dem steigenden Preis für CO₂-Zertifikate und dem zunehmenden Bedarf an flexibel steuerbaren Kraftwerken begründet werden kann. Die Aufteilung zukünftiger Kapazitäten in GuD-Anlagen und Gasturbinen orientiert sich dabei am heutigen Stand der im Bau oder in Planung befindlichen Anlagen (vgl. BDEW, 2015a). Da in der Planung überwiegend GuD-Anlagen angekündigt sind, werden bis 2030 verstärkt diese Anlagen ausgebaut, bevor dann bis 2050 auch

Gasturbinen zugebaut werden. Sie werden aufgrund ihrer flexiblen Fahrweise zum Ausgleich der zunehmend fluktuierenden Stromerzeugung eingesetzt. Auch für den Zubau der Kohlekraftwerke werden die geplanten Anlagen im Modell hinterlegt und durch weitere Kraftwerke verschiedener Größenklassen ergänzt. Annahmen zu Lebensdauer und Wirkungsgraden der zugebauten Kraftwerke werden ebenfalls aus Schlesinger et al. (2014, S. 467) entnommen. Die Pumpspeicherkapazitäten werden durch den Bau des Pumpspeicherkraftwerks Atdorf vor 2030 um eine Leistung von 1,4 GW und eine Speicherkapazität von 13 GWh erweitert. Anschließend bleibt die Pumpspeicherleistung bis 2050 konstant.

5.3 Entwicklung des Stromsektors in den gewählten Energieszenarien

Die Annahmen der drei Szenarien werden im Fundamentalmodell hinterlegt, um hierfür die Strommarktsimulationen durchzuführen. Aufbauend auf den simulierten Spotmarktpreisen werden anschließend mit dem Opportunitätskostenansatz die Regelleistungspreise bestimmt. Die Ergebnisse sind im Folgenden dargestellt. Von Interesse ist dabei insbesondere die Entwicklung der Spotmarkt- und Sekundärregelleistungspreise sowie der CO₂-Emissionen, da diese Ergebnisse zur Bewertung des Elektrolyseurs nachfolgend verwendet werden.

5.3.1 Entwicklung am Spotmarkt

Der Anteil erneuerbarer Energieträger an der Nettostromerzeugung steigt in den Szenarien, die sich auf die Jahre 2030 bzw. 2050 beziehen, gegenüber dem Jahr 2014 deutlich an. Durch den Ausbau nimmt die fluktuierende Einspeisung zu und führt häufiger zu Situationen, in denen das Stromangebot fluktuierender erneuerbarer Energien die Stromnachfrage übersteigt. In Abbildung 5.3 sind die Jahresdauerlinien der Residuallast, d.h. die Differenz zwischen der Stromnachfrage und der Einspeisung aus fluktuierenden erneuerbaren Energieträgern wie Windenergie- und Photovoltaik-Anlagen, dargestellt. Während die Linien des moderaten und mittleren Szenarios recht nah beieinander liegen, verläuft die Linie des ambitionierten Szenarios deutlich darunter. Dies liegt u.a. daran, dass sich die Zusammensetzung der erneuerbaren Energien sowie die Höhe der Nettostromnachfrage in den Szenarien unterscheidet. Im ambitionierten Szenario ist nahezu doppelt so viel Photovoltaik-Leistung installiert wie im moderaten Szenario, während die Nachfrage etwas geringer ausfällt. Hierdurch entstehen im ambitionierten Szenario häufiger Situationen mit einem Stromüberangebot aus Photovoltaik-Anlagen.

Im Jahr 2014 trat keine Situation auf, in der die Residuallast negativ war. Die Strom einspeisung aus erneuerbaren Energien war über das ganze Marktgebiet betrachtet nie höher als die Stromnachfrage. Dies ändert sich in den Szenarien, wie die Kurvenverläufe zeigen. Im moderaten Szenario sind es 276, im mittleren Szenario 835 und im ambitionierten Szenario 3.330 Stunden mit negativer Residuallast. Der Minimalwert der Residuallast liegt in

den Szenarien zwischen -35 und -111 GW. Im Gegensatz dazu schwankt der Maximalwert der Residuallast weniger stark über alle Szenarien zwischen 70 und 79 GW. Da es Stunden gibt, in denen sowohl der Wind als auch die Sonneneinstrahlung schwach ist, wirken sich höhere installierte Leistungen dieser Energieträger zu solchen Zeitpunkten kaum auf die Residuallast aus. Verändert sich die Nachfrage nicht deutlich, bleibt die Residuallast in den Stunden somit auf einem vergleichbaren Niveau wie heute und muss durch regelbare erneuerbare oder konventionelle Erzeugungseinheiten gedeckt werden.

Über das Jahr aufsummiert ergeben sich daraus große Spannbreiten für das Stromüberangebot aus erneuerbaren Energien („EE-Überschuss“) von 2,3 TWh (moderat) über 7,4 TWh (mittel) bis 80,3 TWh (ambitioniert). Da sich diese Menge aber nicht gleichmäßig über das Jahr verteilt, sondern unregelmäßig auf einzelne Zeitspannen konzentriert, verdeutlichen diese Zahlen bereits die Herausforderungen, die entstünden, wenn der gesamte Strom aus erneuerbaren Energieträgern genutzt werden sollte und eine Abregelung nicht zugelassen würde. Um dieses Überangebot vollständig aufzunehmen, benötigte man hohe installierte Leistungen, z.B. für zuschaltbare Lasten oder Speicher, die zumindest bei Anteilen erneuerbarer Energien bis 65 % (mittleres Szenario) und ausschließlichem Betrieb während Überschusssituationen eine relativ geringe Auslastung aufwiesen und deren Einsatz sich damit kaum wirtschaftlich lohnen dürfte.

Neben dem Überangebot aus erneuerbaren Energieträgern könnte allerdings auch eine Überproduktion aus konventionellen Kraftwerken auftreten. Eine Überproduktion entsteht, wenn mehr Strom in das Netz eingespeist wird, als nachgefragt wird. Dabei gilt es zu beachten, auf welche Systemgrenze sich die Überproduktion bezieht, denn eine

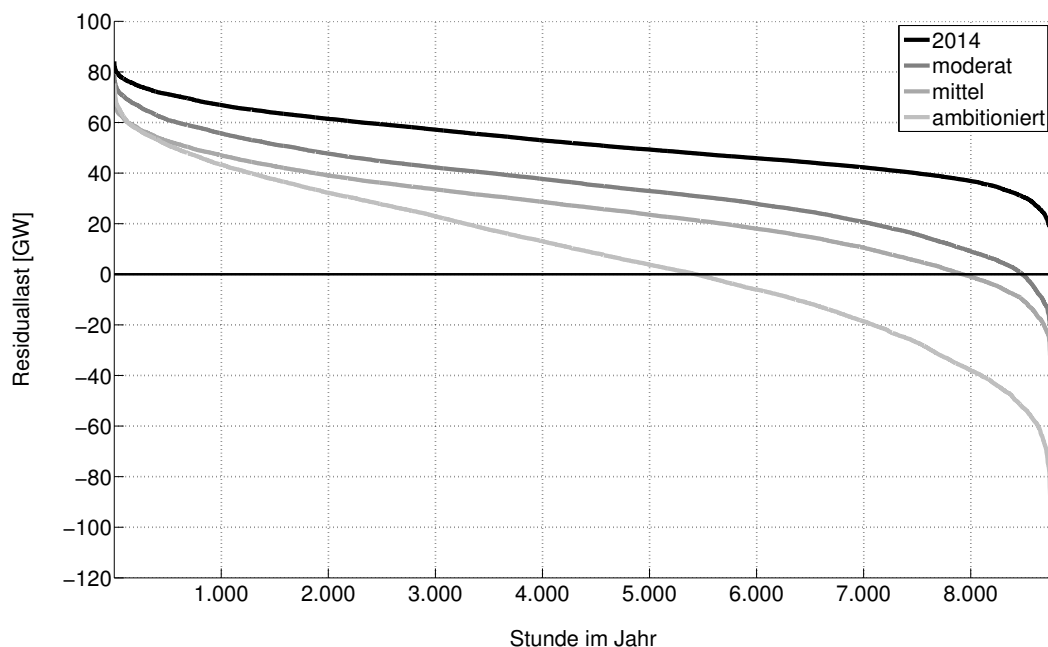


Abbildung 5.3: Jahresdauer der Residuallast für die Szenarien in 2030 (moderat und mittel) und 2050 (ambitioniert) (Ergebnis für 2013 wurde mit den Daten, die unter 3.4 angeführt sind, berechnet)

Überproduktion kann z.B. regional in einem Bundesland auftreten, ohne dass dies für ganz Deutschland gilt. Im Rahmen dieser Arbeit wird die Überproduktion immer auf die Systemgrenze Deutschlands bezogen, da keine höhere regionale Auflösung und kein europäischer Austausch betrachtet wird. Überproduktion kann auftreten, wenn bspw. von Erzeugungseinheiten negative Regelleistung vorgehalten werden muss. In diesem Fall müsste das Kraftwerk trotzdem betrieben werden, um bei einem Abruf negative Regelleistung anbieten zu können, obwohl die Stromnachfrage geringer ist als die Stromeinspeisung. Ähnliches gilt für Kraftwerke, die zur Strom- und Wärmeproduktion eingesetzt werden. Hier kann eine wärmegeführte Betriebsweise dazu führen, dass das Kraftwerk zur Deckung der Wärmenachfrage betrieben werden muss, selbst wenn die gleichzeitig eingespeiste Strommenge nicht benötigt wird. Außerdem kann es auch aus wirtschaftlicher Sicht sinnvoll sein, ein konventionelles Kraftwerk für eine kurze Dauer, in der Überproduktion auftritt, zu betreiben, wenn die entstehenden Verluste geringer sind als die Ab- und Anfahrkosten. Diese Überproduktion aus konventionellen Kraftwerken könnte die Auslastung neuer Anwendungen auf Stromnachfrageseite noch erhöhen. Die Simulation der genannten Effekte verlangt jedoch genaue Informationen über das Verhalten einzelner Kraftwerksbetreiber und muss berücksichtigen, welche Marktpreise in so einer Situation von ihnen für die folgenden Stunden erwartet werden. Dies ist mit starken Unsicherheiten behaftet und überschreitet den Rahmen der vorliegenden Modellierung. In Genoese (2013, S. 177 ff.) wird gezeigt, dass die Überproduktion aus konventionellen Kraftwerken mit steigenden Anteilen erneuerbarer Energien im Stromsystem tendenziell zunimmt.

Als Indikator für die zunehmende Schwankungsintensität der Residuallast, die aus der Kombination von fluktuierender Einspeisung erneuerbarer Energiequellen und schwankender Last resultiert, sind in Tabelle 5.3 die Gradienten der Residuallast für die Szenarien zusammengefasst. Unterschieden werden Gradienten, die bei steigender Residuallast auftreten, gegenüber denen, die bei fallender Residuallast zu beobachten sind. In beiden Fällen zeigt sich, dass die maximalen Gradienten mit steigenden Anteilen erneuerbarer Energieträger zunehmen. Die mittleren Gradienten nehmen gegenüber 2014 zu, liegen aber für das moderate und das mittlere Szenario in einer ähnlichen Größenordnung. Ein möglicher Grund hierfür ist, dass der höhere Anteil von offshore Windenergieanlagen im

Tabelle 5.3: Entwicklung der Gradienten der Residuallast in den Szenarien in 2030 (moderat und mittel) und 2050 (ambitioniert)

	Einheit	2014	moderat	mittel	ambitioniert
Steigend:					
Maximaler Gradient	[GW/h]	11,8	16,8	17,4	30,2
Mittlerer Gradient	[GW/h]	2,7	3,5	3,4	5,4
Fallend:					
Maximaler Gradient	[GW/h]	13,7	13,4	15,0	27,6
Mittlerer Gradient	[GW/h]	2,2	2,9	2,8	4,4

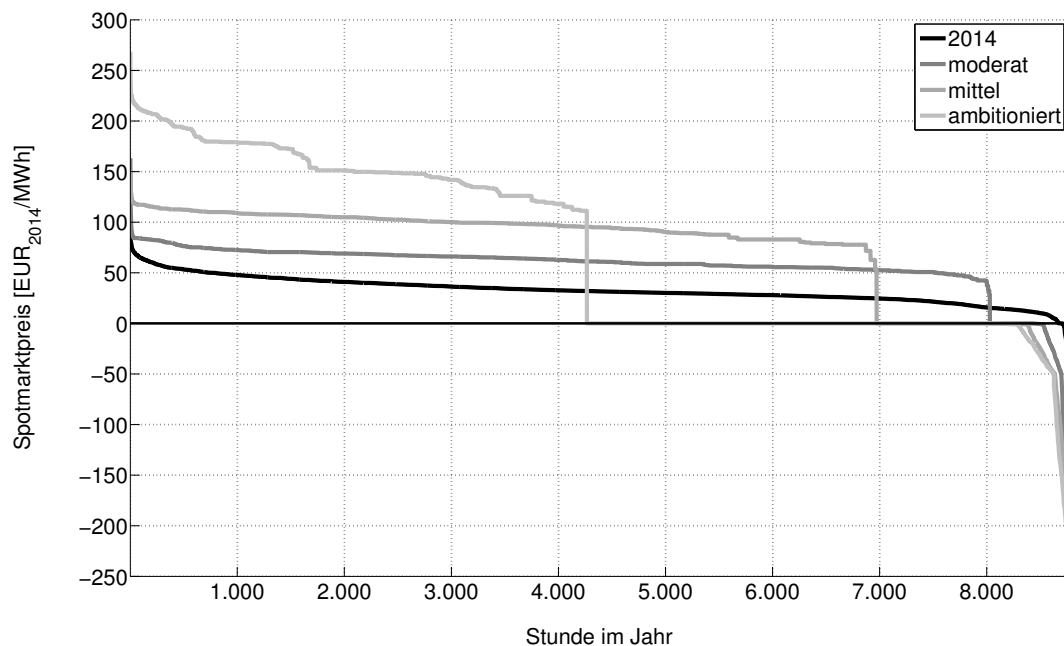


Abbildung 5.4: Jahresdauerlinien der Spotmarktpreise für die Szenarien in 2030 (moderat und mittel) und 2050 (ambitioniert) (Daten für 2014 stammen aus EPEX SPOT (2015c))

mittleren Szenario dazu führt, dass die Einspeisung erneuerbarer Energien gleichmäßiger auftritt und dem Nachfrageverlauf besser entspricht. Im ambitionierten Szenario steigen die mittleren Gradienten wiederum an. Dadurch müssen die verbleibenden konventionellen Kraftwerke höhere Leistungsänderungen von einer Stunde zur nächsten abdecken, so dass ein flexiblerer Einsatz auf der Angebotsseite notwendig ist.

Die Veränderungen in der Residuallast gegenüber dem Jahr 2014 spiegeln sich auch im Verlauf der Spotmarktpreise wider. Mit dem Fundamentalmodell werden zunächst die Spotmarktpreise mit einer Preisuntergrenze von 0 €/MWh simuliert. Anschließend werden mit dem Regime-Switching-Ansatz die positiven Preisspitzen und negativen Preise modelliert, wie in Kapitel 3.3.3 beschrieben. Dabei werden für jedes Szenario 100 Zeitreihen für das Auftreten negativer und positiver Preisspitzen ermittelt. Anhand der durchschnittlichen Anzahl der Preisspitzen dieser Zeitreihen wird diejenige ausgewählt, die dem Durchschnittswert am nächsten liegt und für die weitere Analyse verwendet. Es muss somit berücksichtigt werden, dass diese gewählte Zeitreihe eine von vielen Ausprägungsmöglichkeiten darstellt. In Abbildung 5.4 ist der sortierte Preisverlauf der Szenarien abgebildet. Die Häufigkeit von negativen Preisspitzen steigt in den Szenarien gegenüber 2014, da häufiger Situationen mit einem Überangebot an Erzeugungskapazität auftreten. Allerdings führen Situationen mit einem Überangebot an Strom aus erneuerbaren Energien nicht automatisch zu einem negativen Preis, sondern können auch Preise von 0 €/MWh zur Folge haben. Hohe Preisspitzen treten selten auf, da die konventionelle Erzeugungskapazität in den Szenarien für die Lastdeckung deutlich ausreicht. D.h. es entstehen wenige Knappheitssituationen, die zu hohen Preisen führen könnten. In allen Szenarien ist ein deutlicher

Anstieg des mittleren Spotmarktpreises zu beobachten, auf bis zu 75 €/MWh im mittleren Szenario. Dies lässt sich u.a. auf die Preise für Energieträger und CO₂-Zertifikate zurückführen, die in allen Szenarien gegenüber 2014 zunehmen. Im ambitionierten Szenario treten die höchsten Spotmarktpreise auf, werden allerdings durch die vielen Stunden mit Preisen von 0 €/MWh oder darunter kompensiert, so dass im Durchschnitt ein etwas niedrigeres Spotmarktpreisniveau als im mittleren Szenario erreicht wird.

Neben dem Preisniveau nimmt auch die Streuung der Preise um ihren Mittelwert zu, wie die Standardabweichung in Tabelle 5.4 zeigt. Da sich die Mittelwerte jedoch teils stark voneinander unterscheiden, wird mit dem Variationskoeffizienten zusätzlich ein Streuungsmaß angegeben, das die Standardabweichung normiert und somit nicht von der Maßeinheit abhängt. Auch hier zeigt sich, dass die Streuung steigt. Anhand der Abbildung 5.4 wird dies deutlich, wenn man die unterschiedlichen Kurven vergleicht. Lagen in 2014 die meisten Preise innerhalb von 0 und 50 €/MWh, vergrößert sich diese Spanne für die Szenarien deutlich, so dass zwischen den einzelnen Stunden größere Preisabstände festzustellen sind. Auch finden häufiger Sprünge auf 0 €/MWh bzw. auf negative Preise statt und von dort wieder zurück auf höhere Preise, was zu stärkeren Preisschwankungen führt.

Auf die Entwicklung der CO₂-Emissionswerte wirken sich verschiedene Faktoren aus. Emissionssenkende Wirkung hat die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, die in den Szenarien mehr als die Hälfte der Stromnachfrage deckt. Gleichzeitig ist die Nachfrage niedriger als in 2014, was allgemein zu einer geringeren Stromproduktion und somit geringeren absoluten Emissionswerten führt. Daneben sorgen die hohen CO₂-Zertifikatspreise dafür, dass die Stromproduktion aus Gas teilweise niedrigere Kosten aufweist als die Erzeugung aus Kohle. Dadurch ändert sich die Einsatzreihenfolge in der Merit-Order-Kurve, was eine stärkere Auslastung der Gaskraftwerke und niedrigere Emissionen zur Folge hat. Kompensiert werden muss jedoch die Abschaltung der Kernkraftwerke, deren emissionsfreie Stromproduktion sich bisher positiv auf die Emissionsbilanz ausgewirkt hat. Da diese Kraftwerke überwiegend die Grundlast decken, werden sie v.a. durch Kohlekraftwerke er-

Tabelle 5.4: Zentrale Ergebnisse der Strommarktsimulationen für die Szenarien in 2030 (moderat und mittel) und 2050 (ambitioniert)

	Einheit	2014	moderat	mittel	ambitioniert
EE-Anteil	[%]	27	51	65	80
EE-Überschuss	[TWh]	0	2,3	7,4	80,3
Stunden mit EE-Überschuss	[-]	0	276	835	3.330
Stunden mit neg. Preisen	[-]	64	338	600	737
Mittlerer Spotmarktpreis	[€/2014/MWh]	32,76	55,98	74,78	73,00
Std.abw. der Preise	[€/2014/MWh]	12,78	26,57	48,11	85,70
Variationskoeffizient	[-]	0,39	0,47	0,64	1,17
Absolute CO₂-Emissionen	[Mio. t]	308	192	90	32
Spezif. CO₂-Emissionen	[g/kWh]	523	371	194	63

setzt. Es zeigt sich jedoch, dass insgesamt die emissionsenkenden Effekte überwiegen. Die absoluten Emissionen fallen im moderaten Szenario bis 2030 auf etwa zwei Drittel und im ambitionierten Szenario bis 2050 nahezu auf ein Zehntel der Werte von 2014, siehe Tabelle 5.4. Hingewiesen sei an dieser Stelle jedoch darauf, dass die Emissionen mit dem Modell tendenziell leicht unterschätzt werden, wie in Kapitel 3.4.4 näher erläutert ist. Es ist somit zu erwarten, dass die tatsächlichen CO₂-Emissionen aufgrund der nicht berücksichtigten Stromexporte und den kaum zu vermeidenden Ungenauigkeiten bei der Modellierung der Wirkungsgrade etwas höher ausfallen.

5.3.2 Entwicklung der Sekundärregelleistungspreise

Die Regelleistungspreise werden auf Basis der simulierten Spotmarktpreise anhand des Opportunitätskostenansatzes für die verschiedenen Szenarien bestimmt, wie in Kapitel 4.2 und 4.3 beschrieben. Zu berücksichtigen sind die Rahmenbedingungen innerhalb der Szenarien, die sich gegenüber den heutigen deutlich verändern. Die Entwicklung der Energieträger- und CO₂-Zertifikatspreise sorgt dafür, dass die Stromgestehungskosten für GuD-Anlagen teilweise niedriger sind als die für Kohlekraftwerke. Dadurch können GuD-Anlagen häufig negative Regelleistung günstiger als Kohlekraftwerke vorhalten. Bei der Vorhaltung positiver Sekundärregelleistung ist die Gasturbine in den Szenarien meist die konventionelle Erzeugungseinheit mit den niedrigsten Opportunitätskosten. Sie weist zwar aufgrund der steigenden Gas- und CO₂-Zertifikatspreise in allen Szenarien die höchsten variablen Kosten bei der Stromerzeugung auf, doch aufgrund ihres vergleichsweise niedrigen Teillastniveaus und ihrer hohen Leistungsgradienten sind die Opportunitätskosten meist geringer als die anderer konventioneller Kraftwerke.

Bei der Berechnung der Opportunitätskosten wird angenommen, dass tägliche Gebote für sechs Produkte à vier Stunden abgegeben werden. Dabei berücksichtigt der Opportunitätskostenansatz keine negativen Preise, da sie in ihrer exakten Ausprägung für die Marktteilnehmer schwer vorherzusehen sind. Statt der negativen Preise werden in diesen Stunden 0 €/MWh angesetzt, um die Opportunitätskosten zu berechnen. Damit die Entwicklung der Opportunitätskosten mit den historischen Leistungspreisen aus 2014 verglichen werden kann, werden die Opportunitätskosten jeweils für alle Produkte der positiven und negativen Regelleistung über eine Woche aufsummiert.

Der Vergleich der historischen Leistungspreise und der Opportunitätskosten für die Szenarien in Abbildung 5.5 zeigt, dass sich erst im ambitionierten Szenario bei der positiven Regelleistungsvorhaltung eine deutliche Steigerung der Opportunitätskosten gegenüber dem Jahr 2014 ergibt. Grund hierfür ist, dass es an 3.300 Stunden ein Überangebot an erneuerbaren Energien gibt, das für Spotmarktpreise von 0 €/MWh sorgt, so dass die Opportunitätskosten der konventionellen Einheiten zu diesen Zeitpunkten hoch sind. Bei der negativen Regelleistung zeigt sich, dass das Niveau der Opportunitätskosten gegenüber 2014 deutlich sinkt. Hierbei treffen mehrere Faktoren aufeinander. Zum einen führt die Verkürzung der Produktlaufzeit auf vier Stunden zu geringeren Opportunitätskosten (vgl.

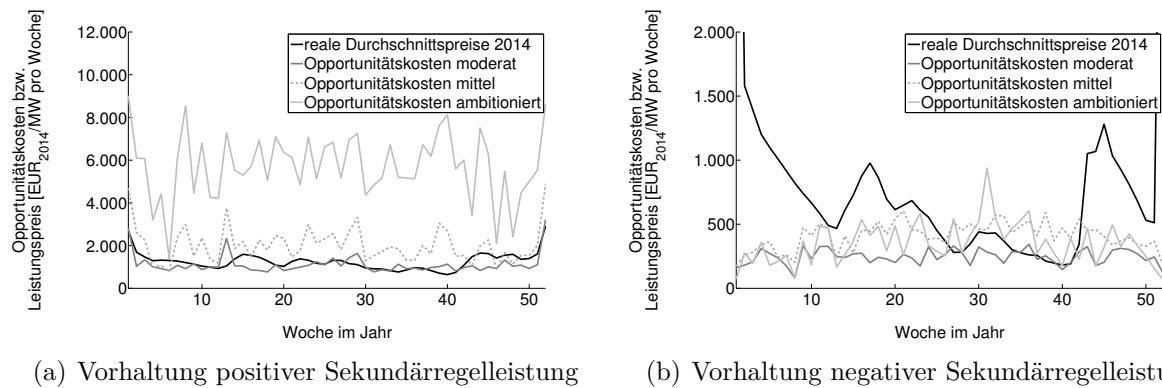


Abbildung 5.5: Vergleich von Opportunitätskosten bei der Vorhaltung von Sekundärregelleistung für die Szenarien in 2030 (moderat und mittel) und 2050 (ambitioniert)

Abbildung 4.5). Zum anderen erhöht sich die Stromeinspeisung erneuerbarer Energien. Decken diese das Stromangebot konstant über vier Stunden, liegen die Opportunitätskosten für die Vorhaltung negativer Regelleistung bei 0 €/MW pro Zeitscheibe. Sobald ergänzend ein konventioneller Erzeuger für das Zeitintervall von vier Stunden benötigt wird, können jedoch aufgrund der stark schwankenden Spotmarktpreise hohe Opportunitätskosten auftreten. Dazu tragen auch die über die Szenarien ansteigenden Energieträger- und CO₂-Zertifikatspreise bei, die für hohe Stromgestehungskosten der konventionellen Einheiten und damit für hohe Opportunitätskosten bei starker Einspeisung erneuerbarer Energien sorgen. Daher nehmen die Opportunitätskosten im moderaten und mittleren Szenario gegenüber 2014 zu. Im ambitionierten Szenario überwiegt dann der Einfluss der erneuerbaren Energien, so dass die Opportunitätskosten wieder sinken.

Tabelle 5.5 gibt einen Überblick über die mittleren Opportunitätskosten in den Szenarien und die durchschnittlichen Leistungspreise in 2014. Als Ergänzung zu den realen Werten für 2014 sind auch die Opportunitätskosten auf Basis der simulierten Preise angegeben, die sich bei täglicher Ausschreibung mit sechs Produkten für das Jahr ergeben (vgl. Kapitel 4.3). Hierdurch wird deutlich, dass steigende Anteile erneuerbarer Energien und steigende Energieträger- und CO₂-Zertifikatspreise mit der entwickelten Berechnungsmethodik bei der positiven Sekundärregelleistung eine Erhöhung der Opportunitätskosten

Tabelle 5.5: Mittlere Opportunitätskosten zur Ermittlung der Regelleistungspreise für die Szenarien in 2030 (moderat und mittel) und 2050 (ambitioniert) (Leistungspreise für 2014 stammen aus Deutsche Übertragungsnetzbetreiber (2015b))

	Einheit	2014 real	2014 Opp.kosten	moderat	mittel	ambitioniert
Positive Regelleistung	[€/2014/MW pro Woche]	1.261	600	1.121	2.033	5.721
Negative Regelleistung	[€/2014/MW pro Woche]	831	96	246	410	352

konventioneller Einheiten bedeuten. Beim direkten Vergleich mit den realen Preisen aus 2014 könnte sonst der Eindruck entstehen, dass im moderaten Szenario die möglichen Leistungspreise gegenüber 2014 sinken. Dies ist aber nicht der Fall, wenn bereits heute für die Leistungsvorhaltung die gleichen Ausschreibungsbedingungen gelten würden, wie sie für die Szenarien unterstellt werden.

Das Ergebnis des Opportunitätskostenansatzes zeigt, dass das Leistungspreisniveau für die positive Sekundärregelleistung steigt, wenn zukünftig weiterhin konventionelle Erzeuger an der Leistungsvorhaltung beteiligt sind. Der Hauptgrund hierfür ist, dass das Zusammentreffen von hohen Stromgestehungskosten der konventionellen Einheiten und zunehmenden Situationen mit niedrigen Spotmarktpreisen für hohe Opportunitätskosten der konventionellen Einheiten sorgt. Aufgrund neuer Teilnehmer am Regelleistungsmarkt ist es allerdings möglich, dass die konventionellen Erzeuger dabei eher das Grenzgebot setzen und die neuen Teilnehmer tendenziell niedrigere Preisgebote abgeben können. Laut Herstellerangaben ist z.B. die Regelleistungsvorhaltung- und bereitstellung mit Batteriespeichern günstiger als mit Kohlekraftwerken (vgl. DW, 2014). Die mit dem Opportunitätskostenansatz ermittelten Werte der positiven Sekundärregelleistung wären dann als Obergrenze für das mögliche Leistungspreisniveau anzusehen. Bei der negativen Sekundärregelleistung wird hingegen das Leistungspreisniveau gegenüber 2014 bereits durch die Teilnahme der erneuerbaren Energien stark gesenkt. Ob andere neue Teilnehmer diesen Preisrückgang noch verstärken können, ist unsicher.

5.4 Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsbewertung

Die Szenarienergebnisse werden im Folgenden verwendet, um die Betriebsweise eines Elektrolyseurs unter den simulierten Rahmenbedingungen wirtschaftlich zu bewerten. Dafür müssen zunächst die technischen und ökonomischen Parameter festgelegt werden, die den Elektrolyseur charakterisieren und die für die Wirtschaftlichkeitsbewertung von Relevanz sind. In Kapitel 5.4.2 werden diese Werte vorgestellt. Mit ihnen können die Wasserstoffgestehungskosten in Abhängigkeit der Auslastung des Elektrolyseurs bestimmt werden.⁷ Es wird zudem darauf eingegangen, welche Zielwerte z.B. bei der spezifischen Investition des Elektrolyseurs oder seiner Auslastung erreicht werden müssen, um unter gegebenen Rahmenbedingungen einen konkurrenzfähigen Betrieb zu ermöglichen. Dabei orientiert sich die Vorgehensweise an einer Zielkostenanalyse (vgl. Afonso et al., 2008, S. 559 ff.). Anschließend werden in Kapitel 5.4.3 verschiedene Betriebsweisen des Elektrolyseurs beschrieben, die einen Einsatz am Spot- und Regelleistungsmarkt sowie verschiedene Nutzungsmöglichkeiten des Wasserstoffs berücksichtigen. Die Deckungsbeiträge, die mit den Betriebsweisen verbunden sind, werden mit Hilfe eines Optimierungsansatzes ermittelt, der in dem Kapitel vorgestellt wird. In Kapitel 5.4.4 wird dieser Ansatz verwendet, um die Wirtschaftlichkeit für Betriebskonzepte eines Elektrolyseurs innerhalb der ausgewählten

⁷Alle Berechnungen der Wasserstoffgestehungskosten beziehen sich im Folgenden auf den unteren Heizwert von Wasserstoff.

Szenarien zu bewerten. Die Ergebnisse werden gegenübergestellt, miteinander verglichen und abschließend in Kapitel 5.4.5 zusammengefasst.

5.4.1 Wasserstoffgestehungskosten des Elektrolyseurs in den Szenarien

Um die Wirtschaftlichkeit eines Elektrolyseureinsatzes zu bewerten, sind im Kapitel 5.3 die zukünftigen Spotmarkt- und Regelleistungspreise simuliert. Zusätzlich müssen Entwicklungen bei technischen und ökonomischen Kenndaten des Elektrolyseurs berücksichtigt werden. Dabei hängt die Wirtschaftlichkeit in erster Linie von diesen vier Faktoren ab (vgl. Brunner et al., 2015, S. 291; Michaelis et al., 2016, S. 10 ff.)

- Marktreife, d.h. Effizienz der Anlage und Anschaffungspreis
- Strombezugskosten als Hauptbestandteil der variablen Kosten
- Auslastung der Anlage, d.h. Anzahl der Volllaststunden
- Marktwert des produzierten Wasserstoffs

Zur Abschätzung des Marktwerts des Wasserstoffs wird auf die Wasserstoffgestehungskosten der in Kapitel 2.2.2 untersuchten Konkurrenztechnologien zurückgegriffen. Es wird unterstellt, dass die Wasserstoffproduktion mittels Elektrolyse erst dann wirtschaftlich ist, wenn die Herstellung konkurrenzfähig ist mit der Produktion mittels Erdgasreformierung. Für die Herstellungskosten der Erdgasreformierung wird eine zentrale Anlage angenommen, deren Wasserstoffgestehungskosten am unteren Rand der in Abbildung 2.9 ermittelten Kostenspannbreiten liegen. Dass die Preisbereitschaft seitens der Verbraucher für Wasserstoff, der ausschließlich oder überwiegend mit Strom aus erneuerbaren Energiequellen produziert wurde, möglicherweise höher liegt, ist nicht auszuschließen. Da jedoch bei der Erdgasreformierung Kosten für CO₂-Zertifikate anfallen, wird hierüber die Kostenbelastung der konventionellen Produktionsart berücksichtigt, die bei der Verwendung von Strom aus erneuerbaren Energien bei der Elektrolyse nicht anfällt. Prinzipiell ist es auch denkbar, dass zukünftig eine andere Herstellungsart als die Erdgasreformierung den Benchmark für die Wasserstoffproduktion setzt. Hierfür kämen z.B. die Biomassevergasung oder die Kohlevergasung mit anschließender Speicherung des CO₂ in Betracht. Aufgrund der Vielseitigkeit und daraus resultierenden Nutzungskonkurrenz bei der Biomasse (vgl. Majer et al., 2013, S. 8) und der mangelnden Akzeptanz der CO₂-Speicherung seitens der Bevölkerung (vgl. Dütschke et al., 2015, S. 229 ff.) wird für diese Optionen jedoch in Deutschland keine weite Verbreitung erwartet und sie werden daher beide nicht als Referenztechnologie herangezogen.

Im Folgenden werden die weiteren Kennwerte für die Marktreife und die Auslastung festgelegt, die daraus resultierenden Wasserstoffgestehungskosten berechnet und die Annahmen anhand von Zielwertrechnungen diskutiert. Da zu erwarten ist, dass sich beim Elektrolyseur im Zeitverlauf technische und kostenseitige Fortschritte ergeben, werden unterschiedliche, literaturgestützte Kennwerte festgelegt und den bereits definierten Szenarien zugeordnet, siehe Tabelle 5.6. Sie beziehen sich dabei immer auf das Gesamtsystem.

In Albrecht et al. (2013a, S. 24) wird mit einer Lernkurve, die eine Kostenreduktion von etwa 20 % bei Verdoppelung der installierten Elektrolyseleistung annimmt, bis 2030 eine Senkung der spezifischen Investition von etwa 40 % gegenüber heute erreicht. Allerdings wird darauf hingewiesen, dass solch eine Lernkurve, die vergleichbar ist mit der Entwicklung bei Photovoltaikanlagen (vgl. Steinmüller, 2013, S. 7), ggf. nur durch eine gezielte Förderung der Elektrolysetechnologie erreicht wird. Andere Literaturquellen unterstellen jedoch vergleichbare Entwicklungen, so dass die Ausprägungen anhand der in Tabelle 5.6 genannten Quellen bestimmt werden. Mithilfe dieser Werte lassen sich die Fixkosten, d.h. die Annuität der Investition und die jährlichen Kosten für Wartung, Betrieb und Versicherung für eine Anlage beliebiger Größe berechnen. Die variablen Kosten hängen in erster Linie von den Strombezugskosten ab. Daneben fallen geringe Kosten für die Wasseraufbereitung in Höhe von 0,30 €₂₀₁₄/MWh_{el} an (vgl. Stolzenburg et al., 2014, S. 75).

Tabelle 5.6: Ausgewählte Annahmen zu techno-ökonomischen Parametern des Elektrolyseurs für die Szenarien in 2030 (moderat und mittel) und 2050 (ambitioniert)(vgl. Baumann et al. (2015, S. 46), Stolzenburg et al. (2014, S. 74, 158, 163), Hermann et al. (2014, S. 33), Fürstenwerth et al. (2014, S. 128), Michaelis et al. (2013, S. 172), Müller-Syring et al. (2013, S. 134), Nitsch et al. (2012, S. 93), Smolinka et al. (2011, S. 34))

	Einheit	2014	moderat	mittel	ambitioniert
spezifische Investition	[€ ₂₀₁₄ /kW _{el}]	2.500	900	700	500
Anlieferung und Aufbau	[% d. Inv.]	10	10	10	10
Abschreibungsdauer	[a]	20	20	20	20
Zinssatz	[%]	8	8	8	8
Wartung, Betrieb, Versich.	[% d. Inv./a]	4	4	4	4
Variable Kosten	[€ ₂₀₁₄ /MWh _{el}]	0,30	0,30	0,30	0,30
Wirkungsgrad (Heizwert)	[%]	70	72	75	80
Wasserstoffgestehungskosten der Erdgasreformierung	[€ ₂₀₁₄ /MWh _{H2}]	41,36	65,10	89,44	133,07

Neben den Stromkosten können zusätzliche Netzentgelte, Umlagen und Abgaben anfallen, wie in Kapitel 2.1.3 diskutiert wird. Ein Elektrolyseur, der Strom über den Spotmarkt bezieht, müsste nach derzeitiger Gesetzeslage die EEG-Umlage zahlen. Allerdings könnte sich die Abgabe verringern, wenn der Elektrolyseur als stromintensiver Verbraucher nach § 64 EEG 2015 eingestuft würde. Auch ist es möglich, dass der rechtliche Rahmen so geändert wird, dass die Elektrolyse zumindest vorübergehend von der EEG-Umlage befreit wird, was z.B. im Falle einer gezielten Förderung der Wasserstoffnutzung im Verkehr denkbar wäre. Eine Verringerung der EEG-Umlage sollte dann aber auch für andere neue Verbraucher wie z.B. Power-to-Heat-Anlagen gelten und würde sich dort positiv auf die Wirtschaftlichkeit auswirken (vgl. Gerhardt et al., 2014, S. 33 f.).

Unabhängig von einer möglichen Verringerung der EEG-Umlage für Elektrolyseure oder einer Befreiung davon, kann davon ausgegangen werden, dass die EEG-Umlage in den un-

tersuchten Szenarien langfristig sinkt und somit die Wirtschaftlichkeit der Verbrauchseinheiten weniger stark beeinflusst als heute (vgl. Haller et al., 2015, S. 25). Ausschlaggebend für die Höhe der EEG-Umlage ist die Differenz aus den Vergütungszahlungen nach dem EEG und dem Marktwert des eingespeisten Stroms. In den untersuchten Szenarien steigt das Strompreisniveau langfristig an (siehe Tabelle 5.4), so dass sich der Unterschied zwischen Vergütungszahlung und erzielttem Marktpreis verringert, siehe dazu auch Schlesinger et al. (2014, S. 16). Zudem scheiden etwa ab 2024 die Anlagen aus dem Fördersystem aus, die besonders hohe Vergütungssätze erhalten (vgl. Haller et al., 2015, S. 25). Im Folgenden wird angenommen, dass keine zusätzlichen Entgelte, Umlagen und Abgaben beim Strombezug über den Spotmarkt anfallen, wie es auch in Regett et al. (2014, S. 82), Stolzenburg et al. (2014, S. 189) und Brunner et al. (2015) unterstellt wurde.

Mit den angenommenen Werten (vgl. Tabelle 5.6) lassen sich nun die Wasserstoffgestehungskosten C_{H_2} [€/MWh_{H2}] eines Elektrolyseurs ermitteln, siehe Formel 5.1. Die spezifische Investition I [€/MW_{el}] wird mit der installierten Nennleistung P [MW_{el}] multipliziert. Durch den Faktor k [-] werden die Anlieferung und der Aufbau eingepreist. Die gesamte Investition wird durch Multiplikation mit dem Annuitätenfaktor a [-] auf jährliche, gleich hohe Zahlungen über die gesamte Abschreibungsdauer aufgeteilt. Jährlich kommen Kosten für Wartung, Betrieb und Versicherung hinzu, berücksichtigt durch den Anteil w [-] an der Gesamtinvestition.

$$C_{\text{H}_2} = \frac{[I \cdot P \cdot (1 + k)] \cdot (a + w) + T \cdot P \cdot (c_{\text{var}} + p_{\text{spot}})}{T \cdot P \cdot \eta} \quad (5.1)$$

Der Annuitätenfaktor berechnet sich in Abhängigkeit vom Zinssatz i [-] und der Abschreibungsdauer n [a] wie folgt:

$$a = \frac{(1 + i)^n \cdot i}{(1 + i)^n - 1} \quad (5.2)$$

Neben diesen fixen jährlichen Kosten fallen weitere variable Kosten bei der Herstellung des Wasserstoffs an. Diese entstehen zum einen durch die Strombezugskosten zum Spotmarktpreis p_{spot} [€/MWh_{el}], sowie durch weitere Kosten c_{var} [€/MWh_{el}] z.B. für die Wasseraufbereitung. Durch Multiplikation mit den Betriebsstunden T [h], bei denen der Elektrolyseur in Vollast läuft, und der Leistung P [MW_{el}] ergeben sich die gesamten variablen Kosten. Die Summe aus fixen und variablen Kosten eines ganzen Jahres wird durch die im gleichen Zeitraum produzierte Wasserstoffmenge geteilt, die durch die Multiplikation von Betriebsstunden, Leistung und Wirkungsgrad η [-] berechnet wird. Damit ergeben sich die spezifischen Wasserstoffgestehungskosten.

Zunächst werden die Gestehungskosten der Erdgasreformierung und der Elektrolyse jeweils für eine Auslastung von 4.500 Volllaststunden berechnet. Da der Wirkungsgrad

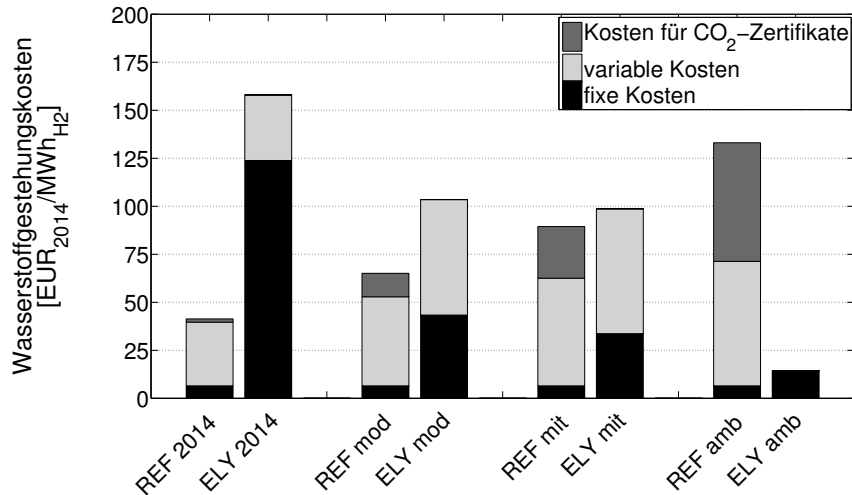


Abbildung 5.6: Zusammensetzung der Wasserstoffgestehungskosten bei einer Auslastung von 4.500 Volllaststunden (für die Szenarien moderat („mod“), mittel („mit“) und ambitioniert („amb“); Erdgasreformierung ist mit „REF“ und Elektrolyse mit „ELY“ abgekürzt)

beider Verfahren innerhalb der Szenarien zwischen 70 und 80 % liegt, sind die Mengen an produziertem Wasserstoff ähnlich. In Abbildung 5.6 ist die Zusammensetzung der Kosten dargestellt. Die Erdgasreformierung ist mit „REF“ benannt und die Elektrolyse mit „ELY“. Zudem sind die drei Szenarien mit ihren ersten drei Buchstaben abgekürzt. Die Kosten sind in ihre Bestandteile, d.h. fixe Kosten, variable Kosten (hauptsächlich Kosten für den Strom- bzw. Erdgasbezug) und Kosten für CO₂-Zertifikate, die nur bei der Erdgasreformierung anfallen, aufgegliedert. Es zeigt sich, dass unter der angenommenen Auslastung die Wasserstoffgestehungskosten der Elektrolyse nur im ambitionierten Szenario unter denen der Erdgasreformierung liegen. In den anderen Szenarien sind die Gestehungskosten der Reformierung niedriger, was v.a. an den geringen Fixkosten sowie den CO₂- und Erdgaspreisen liegt, die in diesen Szenarien kleiner ausfallen. Da die Fixkosten der Erdgasreformierung nur einen kleinen Anteil an den Wasserstoffgestehungskosten haben, werden diese bei dem Verfahren hauptsächlich von den variablen Kosten beeinflusst. Bei der Elektrolyse sinkt der Fixkostenanteil aufgrund der getroffenen Annahmen bis zum ambitionierten Szenario deutlich. Des Weiteren treten im ambitionierten Szenario an über 4.000 Stunden Preise kleiner bzw. gleich 0 €₂₀₁₄/MWh auf, so dass die Strombezugskosten in dem Fall sogar negativ sind und einen Erlös darstellen. In Abbildung 5.6 ist dieser Erlös von den fixen Kosten bereits abgezogen.

Wie weit die Gestehungskosten der Elektrolyse und der Erdgasreformierung in den verschiedenen Szenarien auseinanderliegen, wenn die Auslastung variiert wird, zeigt Abbildung 5.7. Dabei werden die Gestehungskosten der Elektrolyse in Abhängigkeit der Volllaststundenanzahl ermittelt, während die der Erdgasreformierung konstant sind, da sie in der Regel durchgängig betrieben wird und hierfür die Gestehungskosten bei einem Betrieb bei 8.000 Volllaststunden abgebildet sind (dargestellt durch die gepunkteten Linien in Abbildung 5.7). Die grau schattierten Flächen hinter den Kostenkurven des Elektrolyseurs

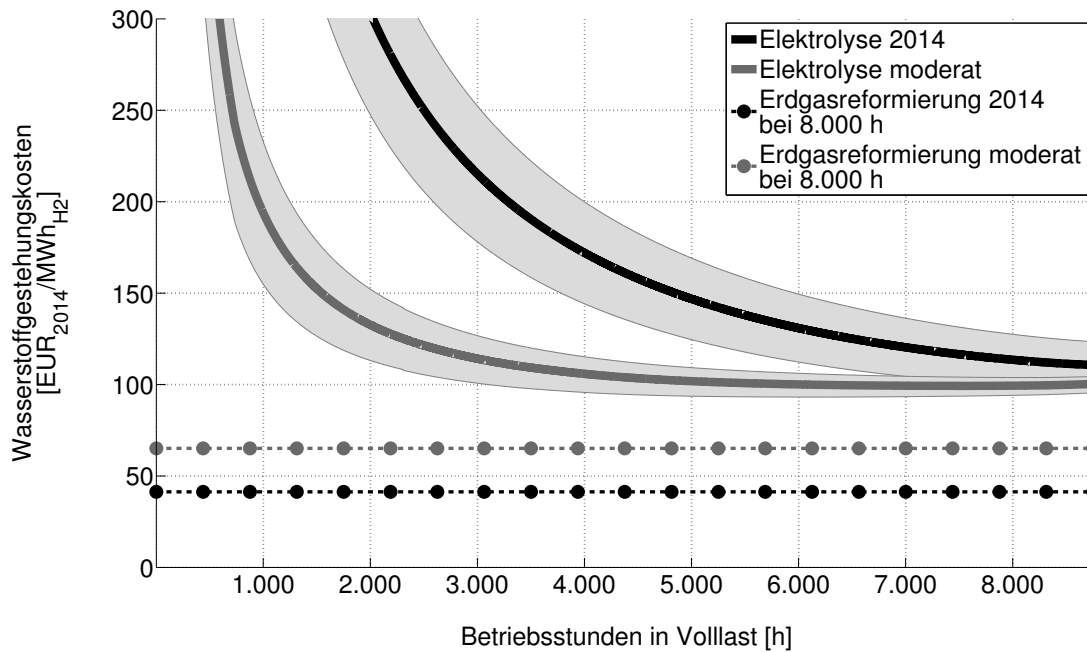
geben die Spannbreite an, wenn die Kapitalkosten 20 % höher bzw. niedriger ausfallen, als in dem jeweiligen Szenario angenommen ist.

Die Wasserstoffgestehungskosten der Elektrolyse sinken zunächst mit zunehmenden Volllaststunden, da sich die Kapitalkosten durch die höhere Auslastung stärker auf die produzierte Wasserstoffmenge verteilen. Gleichzeitig steigen jedoch die variablen Kosten, da bei zunehmender Auslastung auch in den Stunden Strom bezogen wird, in denen der Spotmarktpreis vergleichsweise hoch ist. Aufgrund des geringen Strompreinsniveaus in 2014 zeigt sich der Effekt hier kaum, so dass bei nahezu maximaler Auslastung die niedrigsten Gestehungskosten auftreten, siehe Abbildung 5.7 (a). Allerdings liegen sowohl in 2014 als auch im moderaten Szenario die Gestehungskosten der Elektrolyse immer deutlich über denen der Erdgasreformierung. Im moderaten Szenario werden minimale Gestehungskosten von $99 \text{ €}_{2014}/\text{MWh}_{\text{H}_2}$ erreicht, die damit den Vergleichswert der Erdgasreformierung um $34 \text{ €}_{2014}/\text{MWh}_{\text{H}_2}$ übersteigen.

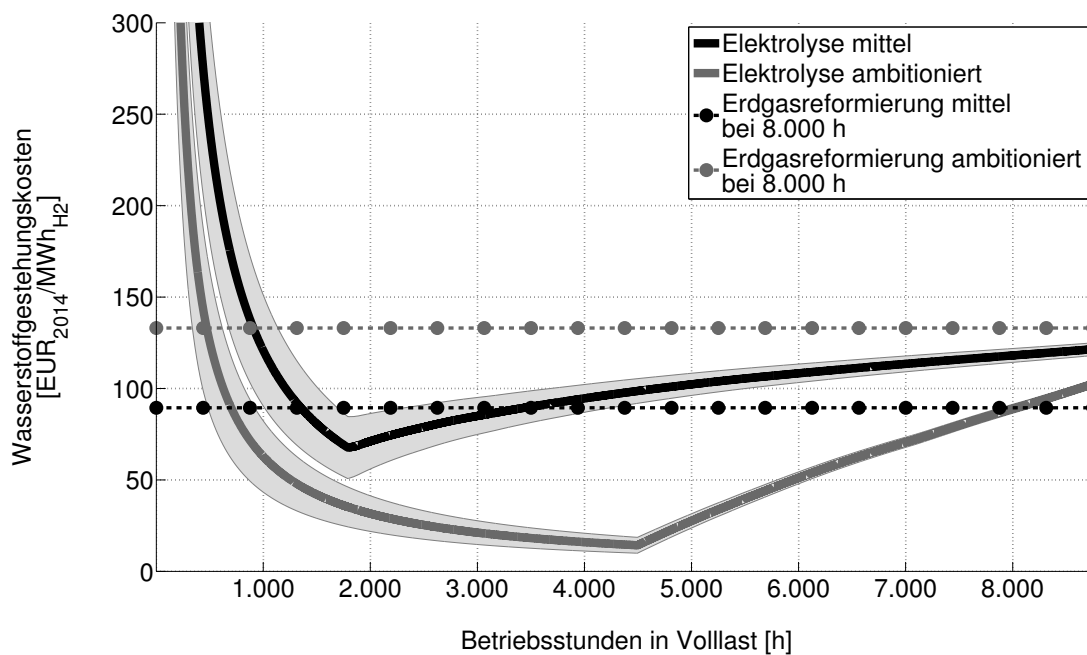
Im mittleren und ambitionierten Szenario erzielt die Elektrolyse bei geeigneter Auslastung minimale Gestehungskosten von 68 bzw. $14 \text{ €}_{2014}/\text{MWh}_{\text{H}_2}$ und unterschreitet damit die Gestehungskosten der Erdgasreformierung, siehe Abbildung 5.7 (b). Dies gilt selbst dann, wenn die Kapitalkosten um 20 % höher liegen würden, was die obere Grenze der grauen Flächen verdeutlicht. Dabei hat der Kurvenverlauf beim Minimum einen Knick, was sich durch den Verlauf der Spotmarktpreise erklären lässt. Im mittleren Szenario liegt an etwa 1.800 Stunden ein Preis kleiner gleich $0 \text{ €}_{2014}/\text{MWh}$ vor (siehe Abbildung 5.4). Dieser kommt zustande, wenn die Nachfrage durch erneuerbare Energieträger gedeckt wird. Wird in diesen Stunden Strom verbraucht, fallen keine Strombezugskosten an bzw. entstehen im Falle negativer Preise sogar zusätzliche Erlöse für eine Nachfrageeinheit. Die Wasserstoffgestehungskosten sinken daher solange, bis der Strompreis die $0 \text{ €}_{2014}/\text{MWh}$ übersteigt und für den Strombezug Kosten anfallen. Diese schlagen sich in höheren Wasserstoffgestehungskosten nieder, so dass der Kurvenverlauf in Abbildung 5.7 wieder ansteigt. Der häufig diskutierte Einsatz von Elektrolyseuren zur Aufnahme von Strom zu Zeiten negativer Residuallasten wird somit v.a. durch die niedrigen Preise motiviert.

Soll ausschließlich sog. Überschuss aus erneuerbaren Energien bezogen werden, wird der Elektrolyseur nach Tabelle 5.4 im mittleren Szenario an 835 Stunden betrieben. Bei dieser Auslastung entstehen nach Abbildung 5.7 (b) Gestehungskosten in Höhe von $145 \text{ €}_{2014}/\text{MWh}_{\text{H}_2}$, die deutlich über den Kosten der Erdgasreformierung liegen. D.h. dass der Elektrolyseur in diesem Fall erst dann konkurrenzfähig wird, wenn auch zu Zeiten niedriger Preise ohne Überschuss Strom bezogen wird. Im ambitionierten Szenario treten an 3.330 Stunden Situationen mit negativer Residuallast auf. Bezieht der Elektrolyseur nur dann Strom, werden Wasserstoffgestehungskosten von $19 \text{ €}_{2014}/\text{MWh}_{\text{H}_2}$ erzielt und die Kosten der Erdgasreformierung unterboten. In diesem Fall wäre ein rentabler Betrieb allein mit sog. Überschussstrom somit möglich.

Das Auftreten von vielen kleinen bis negativen Spotmarktpreisen ist allerdings mit Unsicherheiten behaftet, da es möglich ist, dass die Nachfrager zukünftig flexibler auf das Stromangebot reagieren als im Modell simuliert ist. Verbraucher, die ihre Nachfrage



(a) Wasserstoffgestehungskosten in 2014 und im moderaten Szenario



(b) Wasserstoffgestehungskosten im mittleren und ambitionierten Szenario

Abbildung 5.7: Wasserstoffgestehungskosten der Elektrolyse im Vergleich zur Erdgasreformierung (die Gestehungskosten der Erdgasreformierung sind für einen Betrieb bei 8.000 Volllaststunden dargestellt)

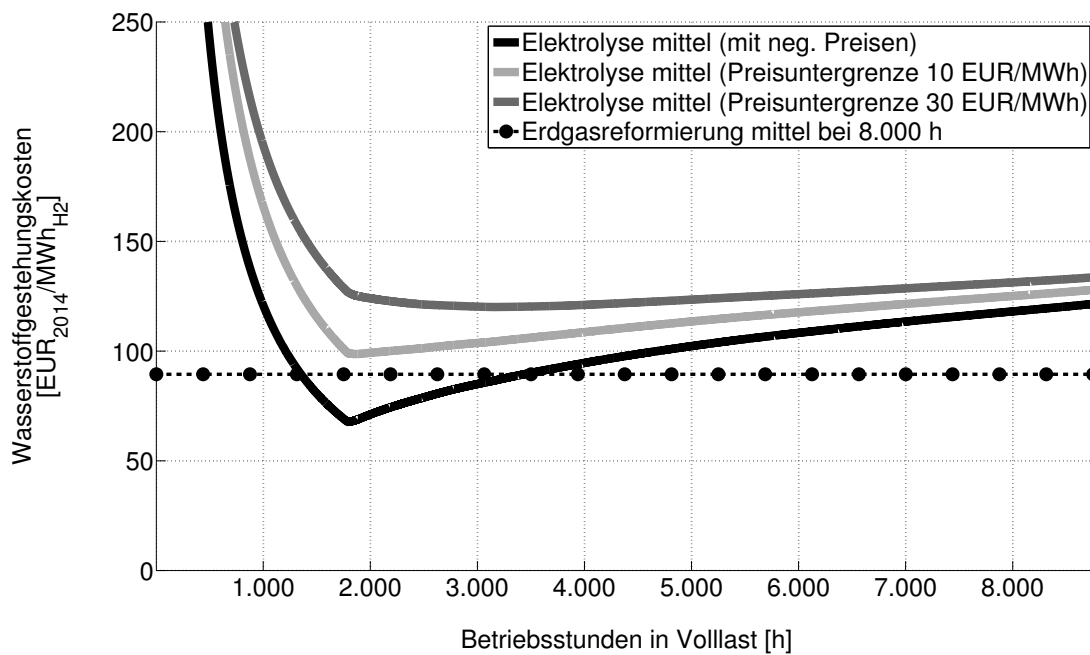
verlagern können, würden dann verstärkt in Zeiten mit niedrigen Preisen den Strom nachfragen und wären möglicherweise auch bereit, etwas für diesen Strom zu bezahlen, solange sie durch die Verschiebung ihres Verbrauchs geringere oder gleichbleibende Stromkosten haben (vgl. Brunner und Möst, 2015). Um diesen Aspekt zu berücksichtigen, werden die Preisuntergrenzen angehoben und der Einfluss auf die Gestehungskosten wird aufgezeigt. Dazu werden die niedrigen Preise im mittleren und ambitionierten Szenario durch Werte von 10 bzw. 30 €/2014/MWh ersetzt. Es ist nicht zu erwarten, dass durch die flexible Nachfrage eine fixe Preisuntergrenze gesetzt wird, daher sind die Werte von 10 bzw. 30 €/2014/MWh als Durchschnitt zu interpretieren, der in den Stunden mit lastdeckender Einspeisung erneuerbarer Energien erzielt wird.

Durch die Erhöhung der Preisuntergrenze steigen die Wasserstoffgestehungskosten. In Abbildung 5.8 (a) wird deutlich, dass im mittleren Szenario bei Spotmarktpreisen von mindestens 10 bzw. 30 €/2014/MWh die Gestehungskosten der Erdgasreformierung nicht mehr unterboten werden können. Unter den Rahmenbedingungen dieses Szenarios sind somit ausreichend niedrige Preise für die Wirtschaftlichkeit des Elektrolyseurs essenziell. Im ambitionierten Szenario, dargestellt in Abbildung 5.8 (b), ist der Abstand zur Erdgasreformierung hingegen so groß, dass auch bei einer angehobenen Preisuntergrenze ein wirtschaftlicher Betrieb des Elektrolyseurs möglich ist. Dies gilt auch, wenn der Strom nur während Zeiten mit negativer Residuallast bezogen wird.

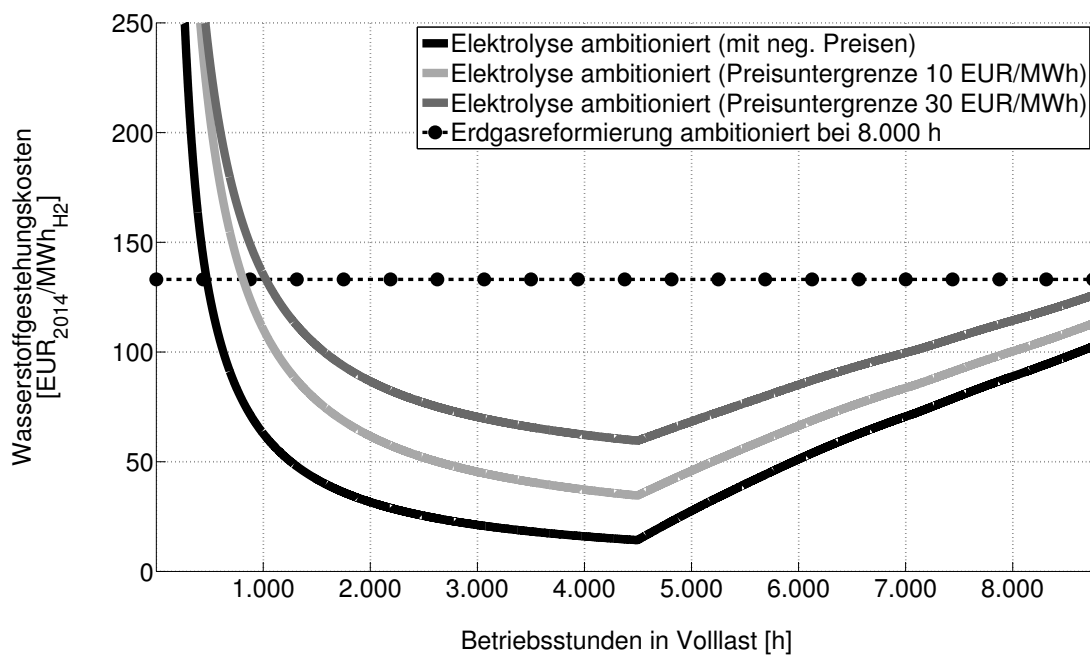
Die Berechnungen zeigen, dass in den gewählten Szenarien die Wirtschaftlichkeit der Wasserstoffproduktion mittels Elektrolyse nur bei attraktiven energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen, technischen Fortschritten sowie einer sinkenden spezifischen Investition erreicht wird. Eine Studie, die Wasserstoffgestehungskosten vereinfachend in Abhängigkeit angenommener Spotmarktpreisniveaus bestimmt hat, kommt zu ähnlichen Ergebnissen (vgl. Müller-Syring et al., 2013, S. 33). Demnach ergeben sich Spannbreiten von 10 bis 150 €/MWh_{H2} bei einer Auslastung des Elektrolyseurs von 1.200 bis 7.000 Stunden, was sich mit den vorliegenden Ergebnissen deckt. Ähnliche Gestehungskosten zwischen 60 bis 180 €/MWh_{H2} werden in Noack et al. (2015, S. 168 ff.) ermittelt, die aufgrund der Annahme höherer Strompreise etwas höher ausfallen.

5.4.2 Zielwerte für techno-ökonomische Parameter des Elektrolyseurs

Um zu quantifizieren, wie sich die Rahmenbedingungen entwickeln müssten, damit ein kostendeckender Betrieb des Elektrolyseurs in allen Szenarien erreicht wird, werden Zielwerte für die wesentlichen techno-ökonomischen und energiewirtschaftlichen Einflussgrößen ermittelt. Kostendeckend bedeutet hierbei, dass die Wasserstoffgestehungskosten der Elektrolyse der der Erdgasreformierung entsprechen. Dazu werden in Formel 5.1 die Wasserstoffgestehungskosten C_{H_2} mit den Wasserstoffgestehungskosten der Erdgasreformierung der Szenarien aus Tabelle 5.6 gleichgesetzt. Dann können zwei Parameter variiert und ihre Werte bestimmt werden, die bei festgelegten Werten der restlichen Parameter zu



(a) Wasserstoffgestehungskosten im mittleren Szenario



(b) Wasserstoffgestehungskosten im ambitionierten Szenario

Abbildung 5.8: Wasserstoffgestehungskosten der Elektrolyse bei unterschiedlichen Untergrenzen der Spotmarktpreise

einem konkurrenzfähigen Betrieb führen. Diese fixierten Werte entsprechen den Angaben in Tabelle 5.6.

Die vier Parameter, die den größten Einfluss auf das Wirtschaftlichkeitsergebnis haben, sind in Abbildung 5.9 dargestellt (vgl. Brunner et al., 2015, S. 291). Werden davon jeweils zwei Parameter variiert, ergeben sich daraus sechs Kombinationsmöglichkeiten. Von diesen sechs untersuchten Kombinationen werden im Folgenden drei vorgestellt (in der Abbildung durch schwarze Pfeile verbunden), die für die Analyse am relevantesten sind. Es hat sich bei der Untersuchung herausgestellt, dass diese drei Kombinationen Erkenntnisse liefern, die auch inhaltlich gut interpretierbar sind. Die Kombination von Wirkungsgrad und Investition spiegelt z.B. wider, wie sich die technische Weiterentwicklung und die Kostendegression des Elektrolyseurs gegenseitig bedingen. Der Zusammenhang zwischen Investition und Spotmarktpreis verdeutlicht den Einfluss fixer und variabler Kosten auf die Gestehungskosten. Die Kombination aus Volllaststunden und Spotmarktpreis zeigt auf, wie hoch das Preisniveau in Abhängigkeit der Auslastung sein darf, um einen kostendeckenden Betrieb zu gewährleisten.

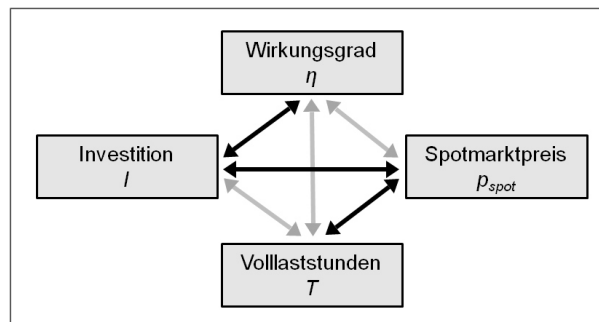


Abbildung 5.9: Kombinationen der zu variierenden Parameterwerte

In den Abbildungen 5.10, 5.11 und 5.12 sind die Ergebnisse der drei Parameterkombinationen dargestellt. Die Volllaststunden sind darin mit 4.500 Stunden angenommen und die Spotmarktpreise ergeben sich aus dem Durchschnittswert der niedrigsten, simulierten Preise des jeweiligen Szenarios in diesem Zeitraum. Abbildung 5.10 zeigt, welche Wirkungsgrade in Abhängigkeit der spezifischen Investition vorliegen müssten, wenn für die restlichen Parameter die Rahmenbedingungen der Szenarien gelten. Diese Zielwerte sind durch die dicken, verschieden farbigen Linien dargestellt und geben alle Kombinationen aus Wirkungsgrad und spezifischer Investition wieder, die unter den angenommenen Rahmenbedingungen zu einer Kostendeckung führen. Die Punkte verdeutlichen, welche Bedingungen in den Szenarien vorliegen. So wird durch einen Vergleich der Linien und gleichfarbigen Punkte deutlich, wie stark die erwartete Entwicklung der Szenarien von den erforderlichen Zielwerten abweicht. Anhand der dünnen, schwarzen Linien lässt sich ablesen, welche spezifische Investition in dem Szenario nötig wäre, wenn der Wirkungsgrad so wie in dem Szenario angenommen vorliegt.

In 2014 und im moderaten Szenario müsste eine spezifische Investition unterhalb von 150 €₂₀₁₄/kW_{el} vorliegen, um mit der Erdgasreformierung konkurrieren zu können. Bei

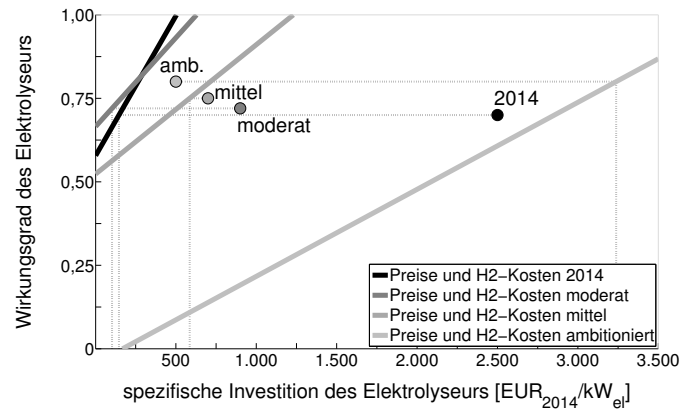


Abbildung 5.10: Zielwerte für den Wirkungsgrad in Abhängigkeit der spezifischen Investition bei 4.500 Volllaststunden

einer Steigerung des Wirkungsgrads über die im Szenario hinterlegten Werte von 70 % (2014) bzw. 72 % (moderat) dürfte die spezifische Investition höher sein, aber maximal 700 €₂₀₁₄/kW_{el} betragen, wenn der Wirkungsgrad bei nahezu 100 % läge (moderates Szenario). Im ambitionierten Szenario sind die Rahmenbedingungen für den Einsatz des Elektrolyseurs deutlich attraktiver, so dass unter den getroffenen Annahmen ein kostendeckender Betrieb möglich ist. Die Investition dürfte sogar höher als angenommen ausfallen und etwa 3.200 €₂₀₁₄/kW_{el} betragen, wenn der Wirkungsgrad von 80 % erreicht wird. Selbst wenn keine Verbesserung von Wirkungsgrad und Investition gegenüber heute erreicht würde, könnte der Elektrolyseur kostendeckend betrieben werden, was dadurch verdeutlicht wird, dass der Punkt „2014“ oberhalb der Zielwertlinie des ambitionierten Szenarios liegt. Grund für dieses Ergebnis sind die Annahmen des ambitionierten Szenarios, die mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien sowie hohen Preisen für Energieträger und CO₂-Zertifikate attraktive Rahmenbedingungen für den Elektrolyseurbetrieb bieten. Im mittleren Szenario trifft die Szenarioannahme beinahe den Zielwert, so dass fast ein kostendeckender Betrieb erreicht wird. Die Rechnungen zeigen, dass er möglich wird, wenn sich die Auslastung etwas verändert.

In der Abbildung 5.11 wird ebenfalls die spezifische Investition variiert, aber der Wirkungsgrad sowie die Wasserstoffgestehungskosten der Erdgasreformierung werden gemäß der Szenarioannahmen übernommen. Es wird der durchschnittliche Spotmarktpreis ermittelt, der bei einem Betrieb von 4.500 Volllaststunden in Abhängigkeit der spezifischen Investition für einen konkurrenzfähigen Betrieb vorliegen müsste. Als Ergebnis zeigt sich, dass bei hoher Investition niedrige Spotmarktpreise nötig sind, um die hohen Kapitalkosten durch niedrige Strombezugskosten zu kompensieren. Eine Senkung der spezifischen Investition von einem beliebigen Ausgangswert um rund 500 €₂₀₁₄/kW_{el} bedeutet, dass der durchschnittliche Spotmarktpreis um 17 €₂₀₁₄/MWh gegenüber der Ausgangssituation steigen darf. Da der Wirkungsgrad des Elektrolyseurs und die Wasserstoffgestehungskosten der Erdgasreformierung über die Szenarien zunehmen, ist der Betrieb des Elektrolyseurs zukünftig bei höheren Spotmarktpreisen wirtschaftlich als heutzutage.

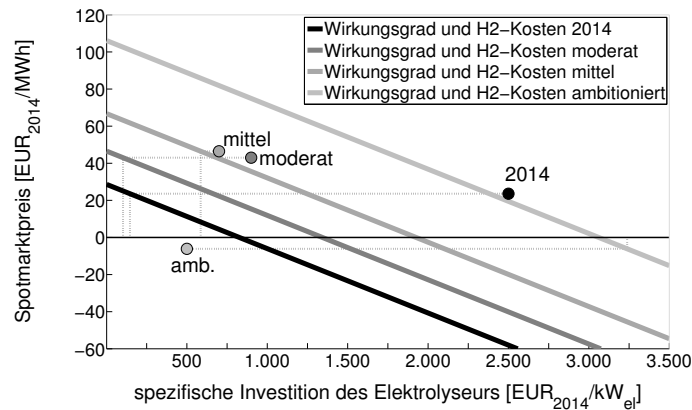


Abbildung 5.11: Zielwerte für den durchschnittlichen Spotmarktpreis in Abhängigkeit der spezifischen Investition bei 4.500 Volllaststunden

Treten die Spotmarktpreise so auf, wie sie für die Szenarien simuliert wurden, ergeben sich die gleichen Zielwerte für die spezifische Investition wie in Abbildung 5.10 (siehe Schnittpunkte der dünnen schwarzen Linien mit der Abszisse in Abbildung 5.10 und 5.11). Umgekehrt lässt sich aber auch ablesen, welches Spotmarktpreisniveau in Abhängigkeit der Investition nötig wäre. Bei einer spezifischen Investition von $1.000 \text{ €}_{2014}/\text{kW}_{el}$ müsste in 2014 über 4.500 Stunden ein durchschnittlicher Preis von $-6 \text{ €}_{2014}/\text{MWh}$ vorgelegen haben, was nicht der Fall war. Im moderaten Szenario wäre bei gleicher Investition ein mittlerer Spotmarktpreis von $12 \text{ €}_{2014}/\text{MWh}$ ausreichend und im mittleren Szenario ein Durchschnittspreis von $32 \text{ €}_{2014}/\text{MWh}$. Im ambitionierten Szenario würde ein Durchschnittspreis von $71 \text{ €}_{2014}/\text{MWh}$ in Kombination mit einer spezifischen Investition von $1.000 \text{ €}_{2014}/\text{kW}_{el}$ zur Kostendeckung führen, da der Wirkungsgrad des Elektrolyseurs und die Gestehungskosten der Erdgasreformierung deutlich höher liegen als in den anderen Szenarien. Vergleicht man die getroffenen Parameterwerte in den Szenarien (Punkte in Abbildung 5.11) mit den Zielwerten (dicke Linien in gleicher Abbildung), zeigt sich wieder, dass die Voraussetzungen für einen kostendeckenden Betrieb nur im ambitionierten Szenario erreicht und im mittleren Szenario knapp und in den anderen Szenarien deutlich verfehlt werden. Auffällig ist dabei, dass der durchschnittliche Spotmarktpreis im ambitionierten Szenario bei einem Betrieb des Elektrolyseurs an 4.500 Stunden negativ ist (siehe hellgrauer Punkt in Abbildung 5.11). Dies ist darauf zurückzuführen, dass im ambitionierten Szenario an über 4.000 Stunden Preise von kleiner bzw. gleich $0 \text{ €}_{2014}/\text{MWh}$ auftreten.

Werden die Werte für die spezifische Investition, den Wirkungsgrad und die Gestehungskosten der Erdgasreformierung entsprechend der Szenariannahmen in Tabelle 5.6 übernommen und die Volllaststunden und Spotmarktpreise variiert, ergeben sich die Zielwerte, die durch die Kurven in Abbildung 5.12 dargestellt sind. Es zeigt sich, dass mit steigender Volllaststundenzahl die maximalen Durchschnittspreise zunehmen, die für den konkurrenzfähigen Betrieb vorliegen müssen. Da sich mit höherer Auslastung die fixen jährlichen Kosten stärker auf die produzierte Wasserstoffmenge verteilen, kann der Anteil der variablen Strombezugskosten zunehmen, so dass höhere Preise auch noch zu einem

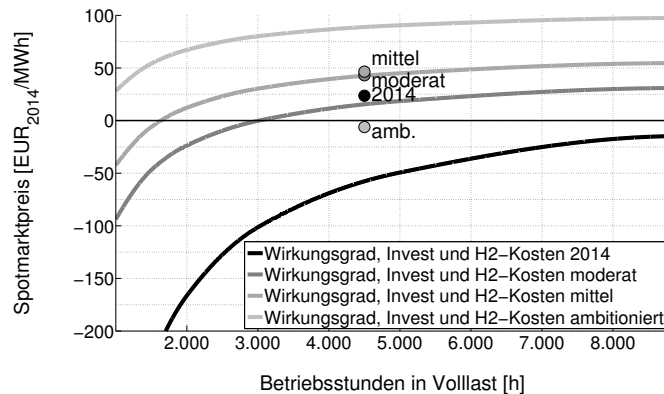


Abbildung 5.12: Zielwerte für den durchschnittlichen Spotmarktpreis in Abhängigkeit der Volllaststunden

kostendeckenden Betrieb führen. Besonders stark zeigt sich der Effekt für das Jahr 2014, da hier die fixen Kosten sehr hoch sind und sich mit steigenden Volllaststunden stärker verteilen. Insgesamt sind unter den gewählten Rahmenbedingungen im Jahr 2014 bei jeder Auslastung durchschnittlich negative Preise nötig, um mit der Erdgasreformierung zu konkurrieren. Bei 4.500 Volllaststunden müssten in den anderen Szenarien Durchschnittspreise von 15 €/MWh (moderat), 43 €/MWh (mittel) und 89 €/MWh (ambitioniert) vorliegen, um die Kosten zu decken. Die Punkte zeigen die durchschnittlichen Spotmarktpreise an, die in 4.500 Stunden mit den niedrigsten Preisen in dem jeweiligen Szenario aufgetreten sind. Demnach ist im ambitionierten Szenario ein kostendeckender Betrieb mit dieser Auslastung möglich. In 2014 hätten die Preise im Mittel rund 82 €/MWh, im moderaten Szenario rund 28 €/MWh und im mittleren Szenario rund 4 €/MWh niedriger liegen müssen, um die Gestehungskosten der Erdgasreformierung zu erreichen.

Zusammenfassend verdeutlicht der Vergleich der ermittelten Zielwerte mit den Rahmenbedingungen in den Szenarien, dass ein wirtschaftlicher Betrieb des Elektrolyseurs, der ausschließlich zur Wasserstoffproduktion eingesetzt wird, heute nicht möglich ist und zukünftig nur bei attraktiven Rahmenbedingungen und durch technische und ökonomische Weiterentwicklungen erreicht werden kann. Unter den untersuchten Szenarien weist nur das ambitionierte Szenario Rahmenbedingungen auf, in denen der Betrieb eines Elektrolyseurs kostendeckend wäre. Im mittleren Szenario kann dies erreicht werden, wenn viele niedrige bis negative Preise vorliegen. Im moderaten Szenario und unter den Annahmen des Jahres 2014 wird keine Kostendeckung erzielt.

5.4.3 Bestimmung und Modellierung von Betriebskonzepten

Neben der Wasserstoffproduktion lassen sich noch weitere Erlösmöglichkeiten berücksichtigen, die Einfluss auf das Wirtschaftlichkeitsergebnis eines Elektrolyseurs haben. Anhand der simulierten Preise für den Spot- und Sekundärregelleistungsmarkt können verschiedene Betriebskonzepte für Elektrolyseure bewertet werden. Sie werden sowohl für die

zukünftigen Jahre in den verschiedenen Szenarien untersucht als auch für das Jahr 2014 anhand historischer Preise, um das derzeitige Erlöspotenzial aufzuzeigen. In diesem Kapitel werden zunächst die möglichen Betriebskonzepte für einen Elektrolyseur diskutiert und anschließend ein Optimierungsansatz zur Bewertung der Konzepte erläutert.

Der Einsatz eines Elektrolyseurs kann verschiedenen Zwecken dienen, die von den Intentionen des Betreibers abhängen. Primär wird mit einem Elektrolyseur Wasserstoff hergestellt, der dann z.B. in der chemischen Industrie stofflich genutzt wird oder im Verkehr Verwendung findet. Wie in den beiden vorangegangenen Kapiteln gezeigt ist, ist allein mit der Wasserstoffproduktion die Wirtschaftlichkeit des Elektrolyseurs jedoch nur bei attraktiven Rahmenbedingungen gegeben. Weitere Erlösmöglichkeiten können sich am Regelleistungsmarkt ergeben, wobei sowohl durch die Regelleistungsvorhaltung als auch durch die schwer vorherzusehenden Abrufe die Produktionsmenge an Wasserstoff beeinflusst wird. Im Stromsystem wird darüber hinaus der Einsatz von Wasserstoffspeichern diskutiert, die als Ergänzung zum fluktuierenden Stromangebot aus erneuerbaren Energien Strom aufnehmen, wenn ein Überangebot vorliegt, und Wasserstoff rückverstromen, wenn Strombedarf besteht. In diesem Fall wird der Wasserstoff nur zur Zwischenspeicherung produziert, um ihn später bei hohen Preisen wieder zu verstromen und die Strommenge am Spotmarkt zu verkaufen. Die Betriebsweise wird somit entweder von der Wasserstoffproduktion, der Regelleistungsvorhaltung oder der Rückverstromung gesteuert. Des Weiteren ist es möglich, die Betriebsweisen miteinander zu kombinieren. Hierdurch wird zum einen das Risiko gestreut, nur von einem einzelnen Markt abhängig zu sein, und zum anderen können die Vorteile mehrerer Einsatzkonzepte kombiniert werden. Berücksichtigt werden muss jedoch, dass je nach Einsatzzweck auch zusätzliche Investitionen wie z.B. in die Rückverstromungseinheit oder Kosten für die Teilnahme am Regelleistungsmarkt anfallen, die durch die zusätzlichen Erlöse gedeckt werden müssen.

Im Folgenden wird die Wirtschaftlichkeit dieser Betriebsweisen bewertet. Dabei wird davon ausgegangen, dass der Elektrolyseur den Strom über den Spotmarkt bezieht und somit an das Stromnetz angeschlossen ist. Konzepte, die eine direkte Kopplung von Wind- oder PV-Anlagen mit einem Elektrolyseur ohne Stromnetzanschluss vorsehen, sind ebenfalls denkbar, wenn darauf abgezielt wird, Wasserstoff aus zusätzlich gebauten EE-Anlagen für den Verkehr oder die Industrie bereitzustellen. Solche Konzepte wurden in Brunner et al. (2015) untersucht. In dieser Arbeit liegt der Fokus hingegen auf Einsatzkonzepten, die durch die Rahmenbedingungen am Strommarkt motiviert werden.

Zur Bewertung des Elektrolyseurs wird ein Optimierungsansatz erstellt, der den jährlichen Deckungsbeitrag des Elektrolyseurs im jeweiligen Betriebskonzept maximiert. Der nachfolgend vorgestellte Ansatz berücksichtigt alle Erlösmöglichkeiten, d.h. den direkten Verkauf von Wasserstoff, die Sekundärregelungsvorhaltung sowie die Rückverstromung und Veräußerung des Stroms am Spotmarkt. Sollen nur eine oder zwei der Erlösmöglichkeiten einbezogen werden, können die Gleichungen gekürzt oder einzelne Nebenbedingungen ganz weggelassen werden. Dadurch vereinfacht sich der Ansatz entsprechend.

Variable Kosten fallen an, wenn der Elektrolyseur für die Wasserstoffproduktion Strom in Höhe von $P_{\text{in}}(h)$ bezieht. Neben den Strombezugskosten, die sich aus der bezogenen Strommenge multipliziert mit dem Spotmarktpreis p_{spot} [€/MWh_{el}] zusammensetzen, werden variable Kosten $c_{\text{var,in}}$ [€/MWh_{el}] für das Wasser und die Wasseraufbereitung berücksichtigt, die mit 0,30 €/MWh_{el} in die Berechnung einfließen, siehe Tabelle 5.6 (vgl. Stolzenburg et al., 2014, S. 75). Der Strombezug ist abhängig von der Regelleistungsvorhaltung, weil der Elektrolyseur z.B. im Falle negativer Regelleistungsvorhaltung ausgeschaltet und nur bei einem Abruf hochgefahren wird. Dadurch kann während der Vorhaltung kein Strom über den Spotmarkt bezogen werden. Bei der Optimierung müssen somit die Wechselwirkungen zwischen Regelleistungsvorhaltung und Strombezug berücksichtigt werden.

Da angenommen ist, dass die Regelleistungsvorhaltung in sechs Zeitscheiben täglich mit jeweils vier Stunden Dauer eingeteilt ist, muss auch der Strombezug nach dieser Aufteilung unterschieden werden. Zwei binäre Entscheidungsvariablen legen daher fest, ob positive bzw. negative Regelleistung in der jeweiligen Zeitscheibe (on_{pos} [-] und on_{neg} [-]) vorgehalten wird. Erlöse aus der Vorhaltung der entsprechenden Regelleistungsart werden nur dann erzielt, wenn diese Variable eins annimmt und mit der vorgehaltenen Menge und dem entsprechenden Regelleistungspreis für die Zeitscheibe ($p_{\text{pos}}^{\text{SRL}}$ [€/MW pro Zeitscheibe] und $p_{\text{neg}}^{\text{SRL}}$ [€/MW pro Zeitscheibe]) multipliziert wird. Diese Entscheidungsvariablen und Preise, die die Erlöse aus der Regelleistungsvorhaltung festlegen, können sich in jeder Zeitscheibe (z) ändern, während die restlichen Parameter und Variablen stündlich (h) aufgelöst sind. Der Zeitschritt Δh umfasst immer genau eine Stunde und Δz eine Zeitscheibe von vier Stunden. Neben den Erlösen aus der Regelleistungsvorhaltung erhöht außerdem der Verkauf des Wasserstoffs, produziert in Höhe von $P_{\text{H}_2,\text{out}}$ [MW_{H2}] über eine Stunde, zum Preis p_{H_2} [€/MW_{H2}] den Deckungsbeitrag. Alternativ kann der Wasserstoff rückverstromt werden und die Menge, die im Zeitschritt Δh mit der durch den Wirkungsgrad η_{out} [-] verminderten Leistung $P_{\text{el,out}}$ [MW_{H2}] erzeugt wurde, wird zu dem in der Stunde vorliegenden Spotmarktpreis p_{spot} [€/MWh_{el}] veräußert. Vermindert wird dieser Erlös um die variablen Kosten der Rückverstromung $c_{\text{var,out}}$ [€/MWh_{el}]. Mit diesen Entscheidungsvariablen lässt sich die folgende Zielfunktion 5.3 formulieren.

$$\begin{aligned}
& \sum_{z=1}^{2190} \left[\sum_{h=4 \cdot z - 3}^{4 \cdot z} \left[- (p_{\text{spot}}(h) + c_{\text{var,in}}(h)) \cdot P_{\text{in}}(h) \cdot \Delta h \right. \right. \\
& \quad \left. \left. + p_{\text{H}_2}(h) \cdot P_{\text{H}_2,\text{out}}(h) \cdot \Delta h + (p_{\text{spot}}(h) - c_{\text{var,out}}(h)) \cdot \eta_{\text{out}} \cdot P_{\text{el,out}}(h) \cdot \Delta h \right] \right. \\
& \quad \left. + p_{\text{pos}}^{\text{SRL}}(z) \cdot P_{\text{in}}^{\text{max}} \cdot \Delta z \cdot on_{\text{pos}}(z) + p_{\text{neg}}^{\text{SRL}}(z) \cdot P_{\text{in}}^{\text{max}} \cdot \Delta z \cdot on_{\text{neg}}(z) \right] \\
& \rightarrow \text{MAX}
\end{aligned} \tag{5.3}$$

Bei der Optimierung des Elektrolyseurs müssen noch einige Nebenbedingungen eingehalten werden, um technische oder logische Zusammenhänge korrekt abzubilden. So kann

mit dem Elektrolyseur innerhalb der jeweiligen Zeitscheibe von vier Stunden nicht gleichzeitig positive und negative Regelleistung vorgehalten werden, was in der Gleichung 5.4 formuliert ist.

$$on_{\text{pos}}(z) + on_{\text{neg}}(z) \leq 1 \quad \forall z \quad (5.4)$$

Des Weiteren wird der Elektrolyseur im Fall positiver Regelleistungsvorhaltung auf Vollast gefahren und im Fall negativer Regelleistungsvorhaltung ausgeschaltet. Die Reaktionszeit des Elektrolyseurs ist kurz genug, um aus diesem Zustand bei Bedarf innerhalb von fünf Minuten negative Sekundärregelleistung zu erbringen. Die Gleichungen 5.5 und 5.6 legen die Betriebsweise bei der Regelleistungsvorhaltung fest. Dabei muss die zeitliche Dimension beachtet werden: die Entscheidungsvariable der Regelleistungsvorhaltung einer Zeitscheibe (on_{pos} [-] und on_{neg} [-]) gibt den Spielraum für die mögliche Leistung des Elektrolyseurs in jeder Stunde vor.

$$\sum_{h=4 \cdot z - 3}^{4 \cdot z} (P_{\text{in}}(h)) - 4 \cdot on_{\text{pos}}(z) \cdot P_{\text{in}}^{\text{max}} \geq 0 \quad \forall z \quad (5.5)$$

$$\sum_{h=4 \cdot z - 3}^{4 \cdot z} (P_{\text{in}}(h)) + 4 \cdot on_{\text{neg}}(z) \cdot P_{\text{in}}^{\text{max}} \leq 4 \cdot P_{\text{in}}^{\text{max}} \quad \forall z \quad (5.6)$$

Analog zu der Pumpspeicheroptimierung, die unter Kapitel 3.3.2 beschrieben wurde, muss sichergestellt werden, dass sich der Inhalt des Wasserstoffspeichers von einem Zeitpunkt zum nächsten nur durch die Zu- und Abflüsse ändert. Der Füllstand l am Ende der Stunde h erhöht sich, wenn Strom in der Stunde bezogen wird (P_{in} [MW_{el}]), wobei Umwandlungsverluste durch den Wirkungsgrad des Elektrolyseurs η_{in} [-] berücksichtigt werden. Wasserstoff wird aus dem Speicher zum direkten Verkauf entnommen ($P_{\text{H}_2, \text{out}}$ [MW_{H_2}]) oder wird rückverstromt ($P_{\text{el}, \text{out}}$ [MW_{H_2}]). Während des Jahres kann das Füllstandslevel zwischen 0 MWh_{H_2} und der Obergrenze l^{max} [MWh_{H_2}] schwanken. Zu Beginn der Optimierung ist der Speicher bereits zur Hälfte gefüllt. Damit in dem Jahr nicht mehr Wasserstoff verkauft wird, als produziert wird, muss der Endfüllstand mindestens dem Startfüllstand entsprechen. Diese Zusammenhänge sind in den Gleichungen 5.7 bis 5.10 zusammengefasst.

$$l(h-1) + [\eta_{\text{in}} \cdot P_{\text{in}}(h) - P_{\text{H}_2, \text{out}}(h) - P_{\text{el}, \text{out}}(h)] \cdot \Delta h = l(h) \quad \forall h \quad (5.7)$$

$$0 \leq l(h) \leq l^{\text{max}} \quad \forall h \quad (5.8)$$

$$l(1) = l^{\text{max}}/2 \quad (5.9)$$

$$l(8760) \geq l(1) \quad (5.10)$$

Als weitere technische Restriktionen müssen die Minimal- und Maximalwerte für die Ausspeicherleistung beim Wasserstoffverkauf $P_{\text{H}_2,\text{out}}$ [MW_{H_2}] und bei der Rückverstromung $P_{\text{el},\text{out}}$ [MW_{H_2}] definiert werden, was in Gleichung 5.11 und 5.12 formuliert ist.

$$0 \leq P_{\text{H}_2,\text{out}}(h) \leq P_{\text{H}_2,\text{out}}^{\max} \quad \forall h \quad (5.11)$$

$$0 \leq P_{\text{el},\text{out}}(h) \leq P_{\text{el},\text{out}}^{\max} \quad \forall h \quad (5.12)$$

Das gemischt-ganzzahlige Optimierungsproblem wird mit der kommerziellen Solver-Software Gurobi gelöst (vgl. Gurobi Optimization, Incorporated, 2015). Als Ergebnis werden die stündlichen Zustände der Entscheidungsvariablen für den Strombezug P_{in} [MW_{el}], für die Wasserstoffabgabe $P_{\text{H}_2,\text{out}}$ [MW_{H_2}] und Rückverstromung $P_{\text{el},\text{out}}$ [MW_{H_2}] sowie für den Füllstand l [MWh_{H_2}] ausgegeben. Die Ausprägungen der vierstündlich aufgelösten binären Entscheidungsvariablen on_{pos} [-] und on_{neg} [-] sind ein weiteres Ergebnis. Anhand der Werte lassen sich der jährliche Deckungsbeitrag und dessen Zusammensetzung aus den verschiedenen Erlös- und Kostenarten ermitteln. Durch Vergleich des Deckungsbeitrags und der Annuität der Investition kann geschlossen werden, ob die Investition unter den getroffenen Annahmen wirtschaftlich ist. Dabei muss allerdings beachtet werden, dass die Betrachtung nur ein Jahr umfasst und unterstellt wird, dass die Erlöse in den restlichen Jahren in gleicher Höhe anfallen.

5.4.4 Wirtschaftlichkeitsbewertung der Betriebskonzepte

Im Folgenden wird das im vorangegangenen Kapitel 5.4.3 erstellte Optimierungsmodell verwendet, um den Einsatz eines Elektrolyseurs wirtschaftlich zu bewerten. Dafür müssen zunächst in Kapitel 5.4.4.1 die techno-ökonomischen Parameter für die Komponenten festgelegt werden, die, je nach Betriebskonzept, neben dem Elektrolyseur benötigt werden. Hierzu zählen die technische Anbindung zur Regelleistungsvorhaltung, der Wasserstoffspeicher sowie die Rückverstromungseinheit. Anschließend werden diese Werte in der Optimierung verwendet und die Ergebnisse in Kapitel 5.4.4.2 vorgestellt. Neben den ökonomischen Größen wird auch auf die Auslastung und die CO_2 -Bilanz der Wasserstoffproduktion eingegangen. In Kapitel 5.4.4.3 werden schließlich ausgewählte Parameter variiert, um ihren Einfluss auf das Ergebnis aufzuzeigen. Damit wird Unsicherheiten Rechnung getragen, die bzgl. zukünftiger Entwicklungen z.B. bei der Preisbildung am Spotmarkt oder der Weiterentwicklung der Elektrolysetechnologie bestehen.

5.4.4.1 Techno-ökonomische Kennwerte der Komponenten

Die Annuität der Investition sowie fixe jährliche Kosten für das Gesamtsystem sind in Form von techno-ökonomischen Kennzahlen der Komponenten vorgegeben, die bei der Regelleistungsvorhaltung und der Rückverstromung zum Einsatz kommen. Die Kennwerte für den Elektrolyseur sind in Tabelle 5.6 zu finden. Daneben ist zur Erbringung der

Regelleistung eine direkte leittechnische Anbindung des Elektrolyseurs an die zentrale Leitstelle zur Leistungsfrequenzregelung des jeweiligen Übertragungsnetzbetreibers erforderlich, die mit 1.500 € pro Monat angesetzt wird (vgl. Michaelis et al., 2013, S. 172). Bei Betrachtung der Rückverstromung müssen außerdem ein Wasserstoffspeicher und eine Rückverstromungseinheit berücksichtigt werden. Wasserstoff kann entweder untertägig in Salzkavernen gespeichert werden oder obertägig in einem Drucktank. Da Salzkavernen insbesondere in Norddeutschland zu finden sind und häufig sehr große Speicherkapazitäten von bis zu über 100 GWh_{H2} aufweisen, bieten sie sich in Kombination mit Elektrolyseurleistungen von mehreren hundert MW_{el} an (vgl. Stolzenburg et al., 2014, S. 122). Für die folgenden Berechnungen wird jedoch zunächst eine geringere Elektrolyseurleistung von fünf MW_{el} zugrunde gelegt, die das Mindestangebot für die Sekundärregelleistung erfüllt. Bei einer Dimensionierung dieser Größe kann die Anlage nahezu standortunabhängig an einer Tankstelle für die Wasserstoffproduktion vor Ort genutzt werden. Für diesen Einsatzzweck werden derzeit elektrische Leistungen des Elektrolyseurs von mehreren hundert Kilowatt bis wenigen Megawatt untersucht. Daher bietet sich die obertägige Speicherung in Tanks an, die sich bei den meisten Tankstellen realisieren lässt. In den Berechnungen ist ein Drucktankspeicher berücksichtigt, dessen Auslegung eine Kapazität von 100 MWh_{H2} vorsieht, so dass bei stetiger Einspeisung über einen Tag Wasserstoff aus

Tabelle 5.7: Für die Berechnung ausgewählte Annahmen zu techno-ökonomischen Parametern der betrachteten Komponenten für die Szenarien in 2030 (moderat und mittel) und 2050 (ambitioniert) (vgl. IEA (2015, S. 32), Contini et al. (2015, S. 160), Wei und McKone (2015, S. 163), James et al. (2015, S. 19), Ammermann et al. (2015, S. 92, 177), Stolzenburg et al. (2014, S. 74, 103, 158, 163), Hermann et al. (2014, S. 33), Fürstenwerth et al. (2014, S. 128), Michaelis et al. (2013, S. 172), Albrecht et al. (2013a, S. 25), Müller-Syring et al. (2013, S. 134), Nitsch et al. (2012, S. 93), Smolinka et al. (2011, S. 34))

	Einheit	2014	moderat	mittel	ambitioniert
Regelleistung:					
leittechn. Anbindung	[€/a]	18.000	18.000	18.000	18.000
Wasserstoffspeicher:					
spezifische Investition	[€/kWh _{H2}]	50	50	50	50
Abschreibungsdauer	[a]	20	20	20	20
Wartung, Betrieb, Versich.	[% d. Invest./a]	2	2	2	2
PEM-Brennstoffzelle:					
spezifische Investition	[€/kW _{el}]	3.500	2.000	1.300	900
Abschreibungsdauer	[a]	20	20	20	20
variable Kosten	[€/MWh _{el}]	40	23	15	10
Wirkungsgrad	[%]	48	50	51	52

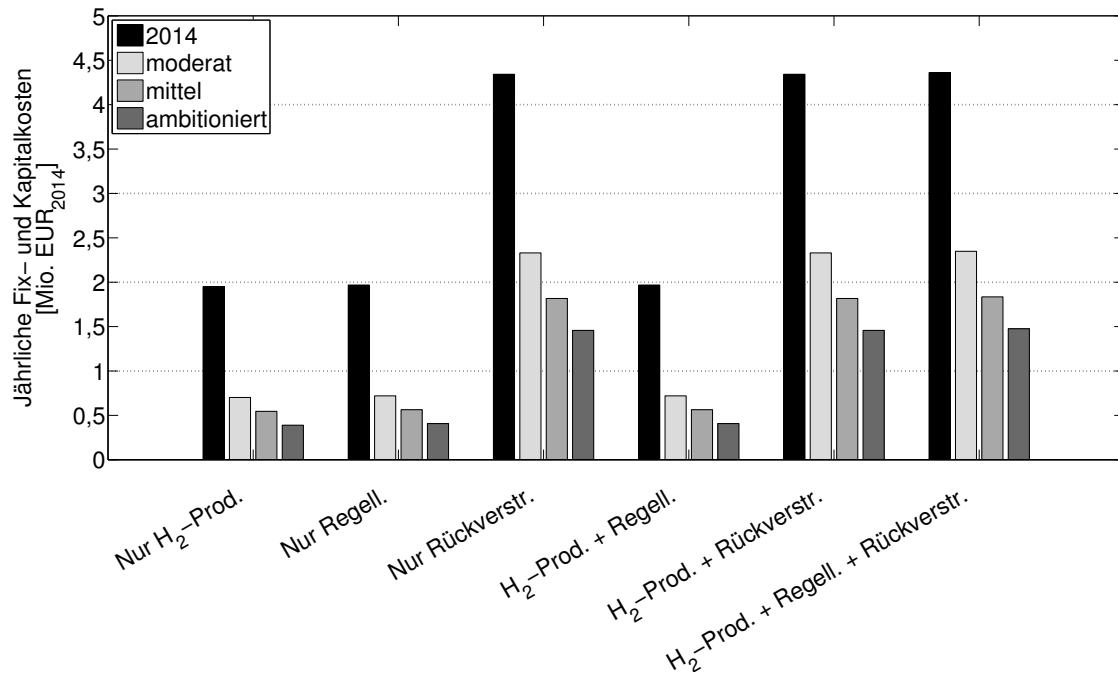


Abbildung 5.13: Jährliche Fix- und Kapitalkosten in den verschiedenen Betriebskonzepten für die Szenarien in 2030 (moderat und mittel) und 2050 (ambitioniert)

der Elektrolyse aufgenommen werden kann. Das Druckniveau beläuft sich auf maximal 30 bar, was dem Ausgangsdruck des Elektrolyseurs entspricht (vgl. Albrecht et al., 2013a, S. 25). Als Variationsrechnung wird anschließend in Kapitel 5.4.4.3 ein großskaliges Wasserstoffspeichersystem mit Salzkaverne bewertet, um aufzuzeigen, welchen Einfluss die Dimensionierung auf das Wirtschaftlichkeitsergebnis hat.

Als Rückverstromungseinheit stehen mehrere Varianten zur Verfügung, unter denen sich Brennstoffzellen oder GuD-Anlagen aufgrund ihrer hohen Effizienz besonders anbieten (vgl. Stolzenburg et al. (2014, S. 94 ff.) und Albrecht et al. (2013a, S. 36 ff.)). „Dabei ist die Brennstoffzelle für kleinere Anwendungen besser geeignet, bedingt durch höhere Wirkungsgrade im Leistungsbereich zwischen 100 kW und 10 MW sowie durch auf Grund der modularen Bauweise begrenzte Reduktionsmöglichkeiten der spezifischen Kosten über Skaleneffekte“ (Albrecht et al., 2013a, S. 37). In den Berechnungen ist somit die Rückverstromung mit einer Brennstoffzelle mit fünf MW_{el} Leistung berücksichtigt. Die entsprechenden Parameterwerte für die technische Anbindung zur Regelleistungsvorhaltung, den Speicher und die Brennstoffzelle sind in Tabelle 5.7 zusammengefasst. Die mit dem Bau und Betrieb verbundenen Kosten des Wasserstoffspeichers und der Brennstoffzelle fallen nur bei Betriebskonzepten an, die die Rückverstromung einschließen.

Die jährlichen Fix- und Kapitalkosten zeigt Abbildung 5.13 für die verschiedenen Betriebskonzepte und Szenarien. Der Fall „Nur H₂-Produktion“ unterscheidet sich vom Fall „Nur Regelleistung“ lediglich durch die Kosten für die leittechnische Anbindung, die vergleichsweise gering ausfallen. Ein großer Unterschied besteht zwischen den Konzepten, die eine Rückverstromung vorsehen gegenüber den restlichen Fällen. Die Rückverstromung weist aufgrund der Brennstoffzelle und dem Zwischenspeicher deutlich höhere Kosten auf.

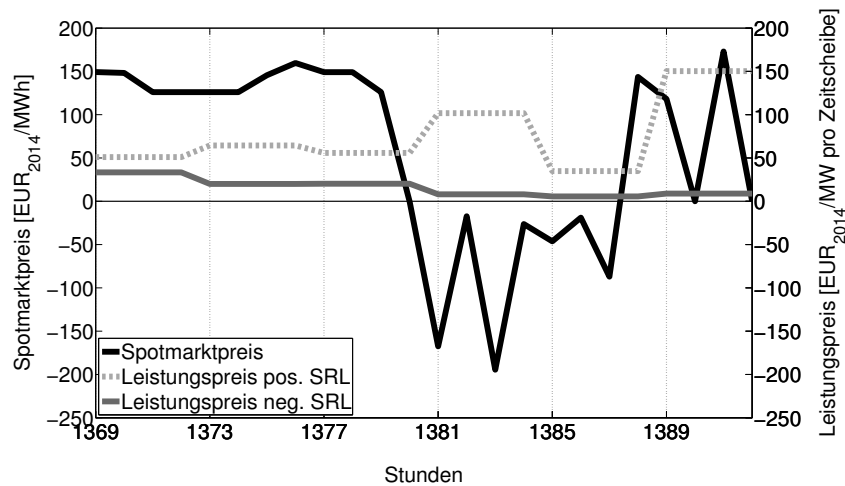
Für nahezu alle Komponenten sind über die Szenarien hinweg Kostensenkungen angenommen, die aus Literaturquellen entnommen sind.

5.4.4.2 Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsbewertung der Betriebskonzepte

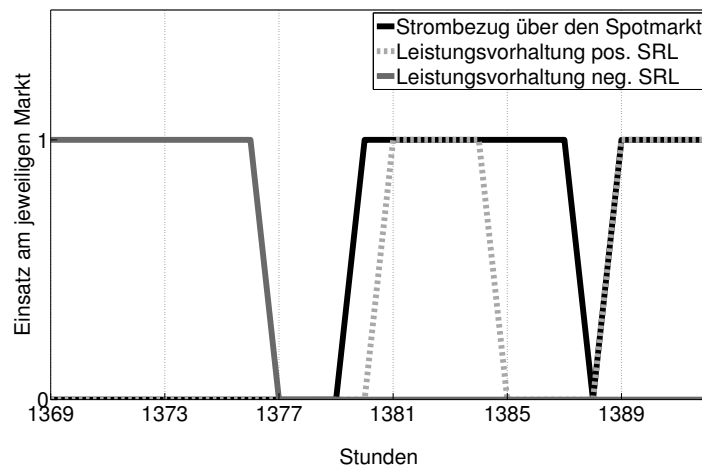
Zur Interpretation der Ergebnisse werden die Fix- und Kapitalkosten dem jeweiligen Deckungsbeitrag aus dem Betrieb des Elektrolyseurs gegenübergestellt. Dazu werden Erlöse und variable Kosten der Betriebskonzepte für die verschiedenen Szenarien mittels des in Kapitel 5.4.3 beschriebenen Optimierungsmodells berechnet. Zunächst werden drei Betriebskonzepte unterschieden, bei denen jeweils nur eine Vermarktungsmöglichkeit betrachtet wird. Das Konzept „Nur H₂-Produktion“ sieht vor, dass Wasserstoff produziert wird, sobald der Spotmarktpreis niedrig genug ist, um beim Wasserstoffverkauf einen Erlös zu erzielen. Im Fall „Nur Regelleistung“ wird für jede Zeitscheibe geprüft, ob sich die Teilnahme an den Auktionen lohnt, um mit dem Elektrolyseur positive oder negative Regelleistung vorzuhalten. Dabei muss beachtet werden, dass bei der Vorhaltung positiver Regelleistung Wasserstoff produziert wird und die Erlöse aus dem Verkauf von Wasserstoff mit in die Berechnung des Deckungsbeitrags einfließen. Im Konzept „Nur Rückverstromung“ funktioniert das System als Wasserstoffspeicher, d.h. der Wasserstoff wird mit dem Elektrolyseur produziert, im Speicher zwischengelagert und bei hohen Preisen rückverstromt.

Neben diesen drei Betriebskonzepten werden auch Kombinationen aus den einzelnen Konzepten betrachtet. In der Variante „H₂-Produktion und Regelleistung“ kann in jeder Zeitscheibe Regelleistung vorgehalten werden oder aber stündlich Strom vom Spotmarkt bezogen werden, ohne dass Regelleistung vorgehalten wird. Im Fall „H₂-Produktion und Rückverstromung“ wird nach ökonomischen Kriterien entschieden, ob es lohnenswerter ist, den Wasserstoff rückzuverstromen oder ihn direkt zu verkaufen. Bei der Kombination der Betriebskonzepte „H₂-Produktion, Regelleistung und Rückverstromung“ werden alle drei Erlösmöglichkeiten berücksichtigt, unter denen in jedem Zeitschritt die jeweils profitabelste ausgewählt wird.

Wie sich die Preissignale auf die Fahrweise des Elektrolyseurs auswirken, zeigt beispielhaft Abbildung 5.14 für einen Tag. In Abbildung 5.14 (a) sind die Preissignale dargestellt und in Abbildung 5.14 (b) die korrespondierende Fahrweise des Elektrolyseurs, wobei der Zustand 1 gleichzusetzen ist mit dem Volllastbetrieb und der Zustand 0 mit einem ausgeschalteten System. Zu Beginn des Tages ist der Spotmarktpreis hoch, so dass sich die Wasserstoffproduktion nicht rentiert. Da der Preis für die Vorhaltung negativer Sekundärregelleistung (SRL) jedoch über 0 €/2014/MW pro Zeitscheibe liegt, hält der Elektrolyseurbetreiber negative Regelleistung vor und lässt den Elektrolyseur ausgeschaltet. Sobald die Spotmarktpreise negativ werden, lohnt sich die Wasserstoffproduktion. Zusätzlich erhöht sich ab Stunde 1.381 der Leistungspreis für die Vorhaltung positiver Sekundärregelleistung, so dass der Elektrolyseur auch für diese Leistungsvorhaltung eingesetzt wird. Da er ohnehin in den vier Stunden Strom über den Spotmarkt beziehen würde, kommen die Erlöse aus der positiven Leistungsvorhaltung noch hinzu und vergüten die Bereitschaft,



(a) Preissignale am Spot- und Sekundärregelleistungsmarkt



(b) Einsatz des Elektrolyseurs

Abbildung 5.14: Beispielhafte Preissignale und resultierende Fahrweise des Elektrolyseurs an einem ausgewählten Tag im ambitionierten Szenario

bei Bedarf den Verbrauch abzusenken. Da der Leistungspreis ab der Stunde 1.385 fällt und der Spotmarktpreis in dieser vierstündigen Zeitscheibe stark ansteigt, wird nur noch für die drei weitere Stunden mit negativem Spotmarktpreis Wasserstoff produziert, aber keine Regelleistung vorgehalten. Dies geschieht erst wieder, wenn der Preis für positive Sekundärregelleistungsvorhaltung ab Stunde 1.389 erneut ansteigt und die Kosten durch den Strombezug kompensiert.

Es wird in den Berechnungen unterstellt, dass der Strombezug von Entgelten, Umlagen und Abgaben befreit ist. Das gilt sowohl bei dem Strombezug für die Wasserstoffproduktion als auch für die Regelleistungsvorhaltung. Des Weiteren werden die Wasserstoffgestehungskosten der Erdgasreformierung als potenzieller Erlös für den Verkauf von Wasserstoff angesetzt, wie schon in den Kapiteln 5.4.1 und 5.4.2. Die verwendeten Werte finden sich in Tabelle 5.6.

In Abbildung 5.15 ist dargestellt, welchen Anteil der Deckungsbeitrag an den jährlichen Fix- und Kapitalkosten in den verschiedenen Betriebskonzepten und Szenarien erreicht. Ab einem Anteil von 100 % (dargestellt durch die gestrichelte schwarze Linie) kann der Elektrolyseur kostendeckend betrieben werden bzw. bringt bei einer Überdeckung der Kosten sogar einen Gewinn. In 2014 und im moderaten Szenario wird dieser Wert in keinem Betriebskonzept erreicht. Da in diesen Szenarien die Investition vergleichsweise hoch ist, nur wenige Spotmarktpreise sehr niedrig und die Wasserstoffgestehungskosten der Erdgasreformierung vergleichsweise gering sind, ermöglichen die Rahmenbedingungen keinen wirtschaftlichen Betrieb. Die alleinige Vorhaltung von Sekundärregelleistung sorgt zwar für zusätzliche Erlöse und verbessert das Ergebnis gegenüber dem Fall „Nur H₂-Produktion“, aber auch hier bleibt das Ergebnis deutlich unter 100 %. Die Rückverstromungsoption sorgt aufgrund geringer zusätzlicher Erlöse und hoher Investitionen in den Speicher und die Brennstoffzelle für eine deutliche Verschlechterung des Ergebnisses gegenüber den anderen Konzepten. Die Kombination von Wasserstoffproduktion und Regelleistungsvorhaltung im Fall „H₂-Produktion und Regelleistung“ erzielt den höchsten Deckungsbeitrag, der jedoch nur knapp das Ergebnis aus dem Fall „Nur Regelleistung“ übersteigt, so dass sich der Anteil an den Fix- und Kapitalkosten von 16 % (2014) bzw. 53 % (moderat) nicht ändert.

Im mittleren Szenario sind die Rahmenbedingungen für den Einsatz des Elektrolyseurs günstiger. Der Betrieb ist rentabel, wenn mit dem Elektrolyseur nur Wasserstoff produziert oder nur Regelleistung vorgehalten wird, da sich der Deckungsbeitrag hierbei auf 130 % („Nur H₂-Produktion“) bzw. 182 % („Nur Regelleistung“) der jährlichen Fix- und Kapitalkosten beläuft. Da die zusätzlichen Kosten für die leittechnische Anbindung bei

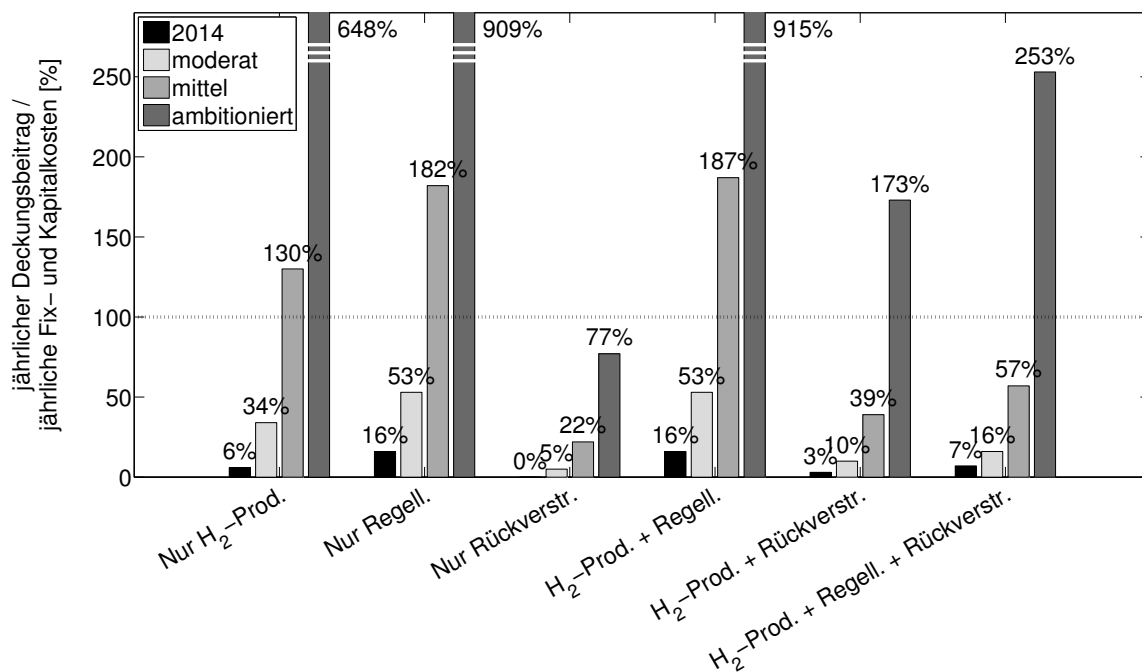


Abbildung 5.15: Wirtschaftlichkeit verschiedener Betriebskonzepte eines Elektrolyseurs für die Szenarien in 2030 (moderat und mittel) und 2050 (ambitioniert)

der Regelleistungsvorhaltung vergleichsweise gering und das Erlöspotenzial hoch ist, bietet sich die Teilnahme am Regelleistungsmarkt an. Das beste Ergebnis wird allerdings erzielt, wenn beide Ansätze kombiniert werden, da dann in einzelnen Stunden mit niedrigen Preisen zusätzlich Strom für die Wasserstoffproduktion bezogen werden kann.

Noch deutlicher wird das Ergebnis im ambitionierten Szenario. Hier rentieren sich alle Konzepte bis auf den Fall „Nur Rückverstromung“, dessen Ergebnis unter 100 % liegt. Allgemein ist die Rückverstromungsoption an sich unter den getroffenen Annahmen in keinem Betriebskonzept rentabel, auch nicht in den Varianten, in denen die Rückverstromung mit einer bzw. zwei weiteren Betriebsweisen kombiniert wird. Die Erlöse aus der Rückverstromung sind gegenüber den restlichen Erlösen sehr gering und die Investitionen in den Speicher und die Brennstoffzelle werden in keinem Fall durch die Erlöse aus dem Stromverkauf gedeckt. Unter allen Betriebskonzepten erzielt im ambitionierten Szenario der Fall „H₂-Produktion und Regelleistung“ das beste Ergebnis mit 915 %. Der Wert ist sehr hoch und wird in erster Linie von den Wasserstoffenergieerlösen getrieben, die schon im Fall „Nur H₂-Produktion“ dafür sorgen, dass 648 % der Fix- und Kapitalkosten gedeckt werden können. Die hohen Preise für CO₂-Zertifikate und Erdgas sorgen in diesem Szenario für hohe Wasserstoffgestehungskosten der Erdgasreformierung von 133,07 €/MWh_{H₂} und gleichzeitig treten viele niedrige und negative Spotmarktpreise auf, wodurch die Wasserstoffproduktion mittels Elektrolyse deutlich rentabel wird. Zusätzlich sorgt das gestiegene Leistungspreisniveau der positiven Sekundärregelleistung für weitere Erlöse durch die Regelleistungsvorhaltung (vgl. Abbildung 5.5 (a)).

In allen Szenarien ist das Wirtschaftlichkeitsergebnis für die Variante „H₂-Produktion und Regelleistung“ am höchsten. Die Deckungsbeiträge steigen, wenn überhaupt, nur minimal, wenn die Rückverstromung hinzugenommen wird. Daher wäre aus Sicht eines Investors stets die Variante aus Wasserstoffproduktion und Regelleistungsvorhaltung zu wählen. Allerdings fließen in die Berechnung die negativen Spotmarktpreise ein, die einen starken Einfluss auf das Wirtschaftlichkeitsergebnis haben, und es wird eine perfekte Voraussicht des Betreibers unterstellt, so dass der Einsatz des Elektrolyseurs kostenoptimal gesteuert wird. In der Realität ist davon auszugehen, dass Abweichungen von dieser Fahrweise auftreten, da die Preisniveaus nicht mit der unterstellten Sicherheit vorherzusagen sind. Damit wird auch das reale Wirtschaftlichkeitsergebnis unterhalb des ermittelten Niveaus liegen.

Die Zusammensetzung der Erlöse zeigt Abbildung 5.16. Sie werden danach unterschieden, ob sie durch den Verkauf von Wasserstoff, die Vorhaltung positiver bzw. negativer Sekundärregelleistung oder durch die Rückverstromung und den Stromverkauf am Spotmarkt erzielt werden. Dabei beziehen sie sich immer auf die beschriebene Anlagengröße mit einer Anschlussleistung des Elektrolyseurs in Höhe von fünf MW_{el}. Die Balken verdeutlichen zum einen, dass in den meisten Betriebskonzepten die höchsten Erlöse durch den Verkauf von Wasserstoff erzielt werden. Mindestens zwei Drittel der Erlöse werden damit eingenommen, wenn diese Option im Betriebskonzept berücksichtigt ist. Zum anderen zeigt sich, dass die Vorhaltung positiver Regelleistung deutlich mehr Erlöse einbringt

als die Vorhaltung negativer Regelleistung, was aus dem niedrigen Preisniveau der negativen Sekundärregelleistungspreise resultiert. Die Erlöse aus der Rückverstromung treten nur dann auf, wenn das System allein zur Speicherung eingesetzt wird. In den anderen Betriebskonzepten sind diese Erlöse so gering, dass sie in der Abbildung nicht zu erkennen sind. Im Vergleich zur Abbildung 5.15 wird außerdem deutlich, dass im Jahr 2014 höhere Erlöse erzielt werden konnten als im moderaten Szenario, was sich im Wirtschaftlichkeitsergebnis in Abbildung 5.15 nicht direkt ausdrückt, da hier die sinkende spezifische Investition des Elektrolyseurs berücksichtigt ist. Dies bedeutet, dass unter den getroffenen Annahmen des moderaten Szenarios, d.h. moderater Ausbau erneuerbarer Energien in Kombination mit einem Anstieg der Energieträger- und CO₂-Zertifikatspreise, das Erlöspotenzial sinkt. Erst mit einem stärkeren Ausbau erneuerbarer Energien, wie es im mittleren und ambitionierten Szenario hinterlegt ist, steigen auch die Erlöse.

Dieser Zusammenhang wird auch deutlich, wenn die Auslastung des Elektrolyseurs betrachtet wird. Dass für den wirtschaftlich sinnvollen Betrieb eine hohe Auslastung nötig ist, zeigen die erzielten Volllaststunden in Tabelle 5.8. In den dort aufgelisteten Betriebskonzepten nehmen die Volllaststunden über die Szenarien hinweg zu und erreichen damit ein besseres wirtschaftliches Ergebnis. Dabei wird auch deutlich, dass in 2014 aufgrund vieler niedriger Preise eine hohe Auslastung möglich gewesen wäre. Der Betrieb wäre jedoch aufgrund der hohen Investition und des geringen Wirkungsgrads unrentabel gewesen. In dem moderaten und dem mittleren Szenario wirkt das im Vergleich zu 2014 steigende durchschnittliche Preisniveau dämpfend auf die Auslastung. Erst im ambitionierten Szenario sind viele niedrige Preise vorhanden und hohe Gas- und CO₂-Preise sorgen für hohe Wasserstoffgestehungskosten des Konkurrenzverfahrens Erdgasreformierung, so dass die

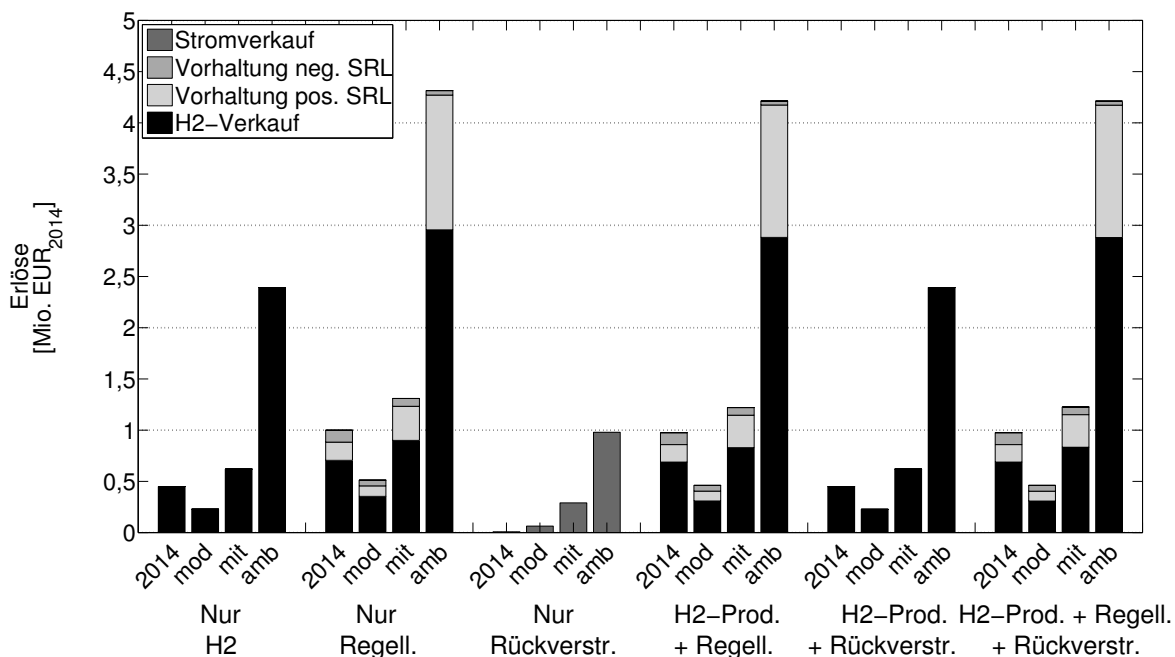


Abbildung 5.16: Zusammensetzung der Erlöse in den verschiedenen Betriebskonzepten für die Szenarien in 2030 (moderat und mittel) und 2050 (ambitioniert)

Wasserstoffproduktion und somit die Auslastung des Elektrolyseurs deutlich zunimmt. Dies verdeutlicht, dass bei der Bewertung eines Elektrolyseurs insbesondere mittelfristig nicht nur die Anteile erneuerbarer Energien eine entscheidende Rolle spielen, sondern auch die Preisentwicklung für die fossilen Energieträger. Die höchste Auslastung wird innerhalb der Szenarien immer im Fall „Nur Regelleistung“ erzielt. Durch den Leistungspreis für die positive Regelleistung wird hier ein Anreiz geschaffen, Wasserstoff auch dann in der Zeitscheibe von vier Stunden zu produzieren, wenn es sich im Fall „Nur H₂-Produktion“ nicht lohnt und z.B. nur in zwei Stunden der Zeitscheibe Strom bezogen wird. Dabei spielt auch eine Rolle, dass die negative Regelleistungsvorhaltung aufgrund des niedrigen Preisniveaus zunehmend unattraktiver wird und sich somit die positive Regelleistungsvorhaltung insbesondere im ambitionierten Szenario rentiert.

Die Tabelle 5.8 gibt zusätzlich die produzierten Wasserstoffmengen an, die direkt mit der Auslastung korrelieren. Die Spannbreite ist groß und umfasst über die drei Betriebskonzepte und die Szenarien Größenordnungen von 0,5 GWh_{H₂} bis 22 GWh_{H₂}. Bei der Variante mit der Rückverstromung wird am wenigsten Wasserstoff zur Zwischenspeicherung hergestellt. In allen Szenarien können im Jahr höhere Erlöse erzielt werden, wenn der Wasserstoff direkt verkauft und genutzt wird, anstatt ihn in Strom zu wandeln und an der Börse abzusetzen. Berücksichtigt werden muss allerdings, dass Lieferverpflichtungen mit Wasserstoffabnehmern bestehen können, die es zum einen erforderlich machen können, den Elektrolyseur größer auszulegen bzw. mehrere Systeme zu betreiben, um die Nachfrage zu decken. Zum anderen kann eine vertragliche Verpflichtung eine gleichmäßige Abgabe der Wasserstoffmengen vorsehen, wozu zusätzlich ein Wasserstoffspeicher gebaut werden müsste. Dies ist z.B. bei industriellen Verbrauchern denkbar, die den Wasserstoff zur weiteren Verarbeitung nutzen und einen konstanten Bedarf haben. Um eine täglich gleichbleibende Wasserstoffmenge abzusetzen, die dem täglichen Durchschnittswert über das ganze Jahr entspricht, bräuchte man im ambitionierten Szenario einen Wasserstoffspeicher mit einer Kapazität von etwa 1.000 MWh_{H₂} (Fall „Nur H₂-Produktion“)

Tabelle 5.8: Volllaststunden des Elektrolyseurs und produzierte Wasserstoffmengen pro Jahr in den Betriebskonzepten für die Szenarien in 2030 (moderat und mittel) und 2050 (ambitioniert)

	Einheit	2014	moderat	mittel	ambitioniert
Volllaststunden:					
Nur H ₂ -Produktion	[h]	3.102	972	1.846	4.495
Nur Regelleistung	[h]	4.872	1.508	2.684	5.552
Nur Rückverstromung	[h]	152	678	1.657	2.936
Wasserstoffmengen:					
Nur H ₂ -Produktion	[MWh _{H₂}]	10.875	3.499	6.923	17.980
Nur Regelleistung	[MWh _{H₂}]	17.052	5.429	10.065	22.208
Nur Rückverstromung	[MWh _{H₂}]	533	2.441	6.214	11.746

Tabelle 5.9: Stunden mit Regelleistungsvorhaltung im Fall „Nur Regelleistung“ für die Szenarien in 2030 (moderat und mittel) und 2050 (ambitioniert)

	Einheit	2014	moderat	mittel	ambitioniert
Pos. Regelleistung	[h]	4.872	1.508	2.684	5.552
Neg. Regelleistung	[h]	3.864	6.388	5.476	2.836

bzw. von etwa 1.300 MWh_{H2} (Fall „Nur Regelleistung“), um die Produktionsschwankungen auszugleichen. Bei einer Speicherung in einem obertägigen Druckspeicher würde hierfür eine Investition von 50 bzw. 65 Mio. € anfallen, die die Investition in den Elektrolyseur mindestens um den Faktor 20 übersteigt und die Wirtschaftlichkeit des Systems deutlich verschlechtern würde (vgl. Albrecht et al., 2013a, S. 25). Eine Speicherung in einer untertägigen Kaverne wäre hingegen mit deutlich geringeren Investitionen in Höhe von 700.000 € bzw. 910.000 € verbunden (vgl. Stolzenburg et al., 2014, S. 88, 92). Der Speicher könnte jedoch kleiner konzipiert werden, wenn entweder die Auslastung des Elektrolyseurs erhöht und hierfür auch zu höheren Spotmarktpreisen Strom bezogen würde oder die vertraglich geregelten Abnahmemengen sich stärker an dem Stromangebot erneuerbarer Energien orientierten. Hierfür könnte es z.B. in Betracht gezogen werden, zu Zeiten mit geringer Stromeinspeisung erneuerbarer Energien auf die Herstellung von Wasserstoff aus Biomasse zurückzugreifen.

Wird allein die Regelleistungsvorhaltung betrachtet, erscheint zunächst die Vorhaltung negativer Regelleistung interessant, weil der Elektrolyseur hierbei ausgeschaltet ist und somit keine variablen Kosten anfallen und durch den Leistungspreis die Vorhaltung vergütet wird. Allerdings wird auch kein Wasserstoff produziert, dessen Verkauf ebenfalls Erlöse bringt. Daher gilt es im Fall „Nur Regelleistung“ abzuwägen, ob pro Zeitscheibe die negative Regelleistungsvorhaltung lukrativer ist als die positive Regelleistungsvorhaltung, bei der auch Wasserstoff produziert wird. In Tabelle 5.9 sind die Stunden angegeben, in denen positive oder negative Regelleistung mit dem Elektrolyseur vorgehalten wird. Es zeigt sich, dass über die Szenarien hinweg die Tendenz zunimmt, mehr positive und weniger negative Regelleistung vorzuhalten. Dies liegt daran, dass sich bei niedrigen Spotmarktpreisen die Vorhaltung positiver Regelleistung rentiert, da niedrige Strombezugskosten entstehen, ein Erlös durch die Vorhaltung der Regelleistung erzielt wird und der produzierte Wasserstoff anschließend verkauft werden kann. Bei der negativen Regelleistung sind die Erlöse aus der Leistungsvorhaltung in den Szenarien sehr niedrig, wie Abbildung 5.5 (b) zeigt. Daher liegen die Erlöse der negativen Regelleistungsvorhaltung unter denen der positiven Regelleistungsvorhaltung und es wird stärker positive Regelleistung mit dem Elektrolyseur angeboten.

Ein weiterer wichtiger Aspekt bei der Bewertung der Elektrolyse ist neben der Wirtschaftlichkeit die CO₂-Bilanz. Die Wasserstoffproduktion mit der Erdgasreformierung setzt während des Betriebs etwa 290 g_{CO2}/kWh_{H2} frei, wobei dieser Wert je nach Größenordnung variiert (vgl. Radgen et al., 2005, S. 22; Bünger et al., 2014, S. 98; Bolle et al.,

2012, S. 90). Bei der Elektrolyse wird direkt vor Ort kein CO_2 emittiert, jedoch fällt es bei der Stromgewinnung an, wenn fossile Energieträger zur Stromproduktion eingesetzt werden. Um ökologisch vorteilhaft gegenüber der Erdgasreformierung zu sein, sollte bei der Elektrolyse weniger CO_2 freigesetzt werden. Die Abbildungen 5.17 und 5.18 zeigen die CO_2 -Emissionen, die bei der Wasserstoffproduktion mittels Elektrolyse durch den Strombezug in den verschiedenen Betriebskonzepten und Szenarien entstehen. In der Abbildung 5.17 sind die durchschnittlichen, stündlich aufgelösten CO_2 -Emissionen pro Kilowattstunde Strom zugrunde gelegt, die über den gesamten Stromerzeugungsmix in dieser Stunde anfallen. Demnach wird jedem Verbraucher in dieser Stunde der gleiche Emissionswert zugewiesen. In einer Stunde mit hohen Erzeugungsanteilen erneuerbarer Energien fällt der Wert niedrig aus, da sie während des Betriebs keine Emissionen freisetzen und

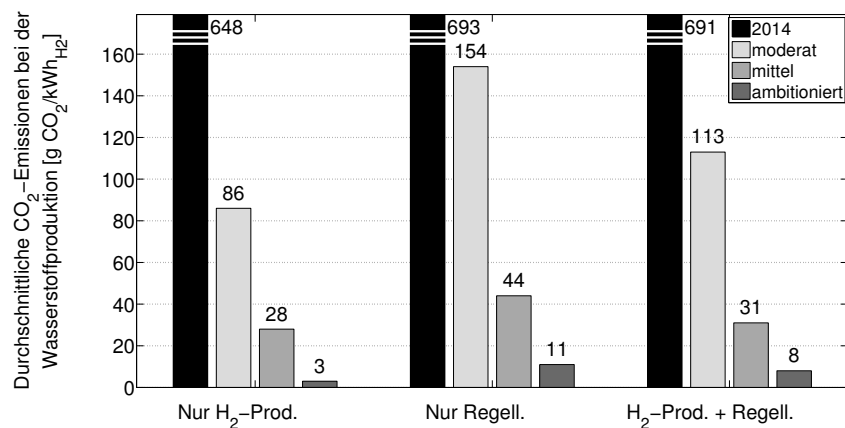


Abbildung 5.17: CO_2 -Emissionen bei der Wasserstoffherstellung, berechnet mit dem durchschnittlichen Emissionswert des Strommixes für die Szenarien in 2030 (moderat und mittel) und 2050 (ambitioniert)

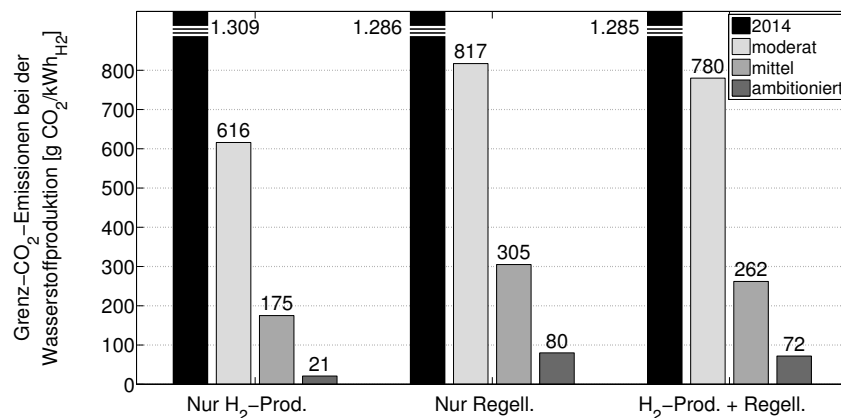


Abbildung 5.18: CO_2 -Emissionen bei der Wasserstoffherstellung, berechnet mit dem Emissionswert des Grenzkraftwerks für die Szenarien in 2030 (moderat und mittel) und 2050 (ambitioniert)

sich die Emissionen der konventionellen Kraftwerke stärker auf die gesamte Erzeugung verteilen. Werden in einer Stunde nur konventionelle Kraftwerke für die Stromerzeugung eingesetzt, ist der Wert folglich höher. In der Abbildung 5.18 sind die spezifischen, stündlichen CO₂-Emissionen des Grenzkraftwerks angesetzt, d.h. des Kraftwerks, das nach der Merit Order als letztes zur Stromerzeugung ausgewählt wird. In diesem Fall nimmt der Wert nur dann 0 g_{CO₂}/kWh_{el} an, wenn die Stromnachfrage vollständig durch erneuerbare Energien gedeckt wird. Ansonsten wird der Emissionswert des Preis setzenden konventionellen Kraftwerks verwendet. Dieser Ansatz vertritt eine Sichtweise, die den Elektrolyseur als neuen, zusätzlichen Verbraucher ansieht, durch den in Stunden mit zu geringer Einspeisung aus erneuerbaren Energien die konventionellen Kraftwerke stärker ausgelastet werden und der zusätzliche CO₂-Ausstoß somit direkt dem Elektrolyseur zugerechnet wird.

Es zeigt sich, dass die zwei Ansätze zur Berechnung der CO₂-Werte in den Abbildungen deutliche Unterschiede ergeben. Im Jahr 2014 liegt der Emissionswert des Wasserstoffs bei Verwendung des Durchschnittswertes bei rund 650 bis 700 g_{CO₂}/kWh_{H₂} und bei Verwendung des Grenzwertes bei einem mehr als doppelt so hohem Wert. Gleiches gilt für die anderen Szenarien, wobei die Faktoren, mit denen sich die Werte unterscheiden, hier deutlich höher liegen, meist etwa um den Faktor sieben. Grund für die höhere Emissionsbelastung des Wasserstoffs im Falle der Grenzwerte ist, dass bei steigenden Anteilen erneuerbarer Energien die durchschnittlichen Emissionswerte stärker sinken als die der Grenzemissionen, die nur kleiner werden, wenn die Last vollständig durch erneuerbare Energien gedeckt werden kann.

Dennoch wird der Effekt der zunehmenden Einspeisung erneuerbarer Energien über die Szenarien hinweg sowohl bei den durchschnittlichen als auch bei den Grenzemissionen deutlich. Mit steigenden Anteilen erneuerbarer Energien nehmen die durchschnittlichen CO₂-Emissionen ab und die Stunden, in denen die Stromnachfrage vollständig durch erneuerbare Energien gedeckt wird, nehmen zu. Für das ambitionierte Szenario ergeben sich unabhängig vom Berechnungsansatz Werte von 3 bis 80 g_{CO₂}/kWh_{H₂}, die deutlich unterhalb des Emissionswertes der Erdgasreformierung liegen. Bei Verwendung der durchschnittlichen Emissionen werden bereits im moderaten Szenario die Emissionen der Erdgasreformierung unterboten, so dass eine Substitution der Reformer durch Elektrolyseure einen ökologischen Vorteil mit sich bringt. Beim Ansatz, der die Emissionen des Grenzkraftwerks berücksichtigt, ist dies erst in den Betriebskonzepten „Nur H₂-Produktion“ und „H₂-Produktion und Regelleistung“ im mittleren Szenario der Fall, sowie im ambitionierten Szenario. Innerhalb der Szenarien zeigen die Betriebskonzepte jeweils den gleichen Effekt: der niedrigste Emissionswert wird erreicht, wenn der Elektrolyseur nur Wasserstoff produziert, da hier die Stunden mit niedrigsten Spotmarktpreisen und höchsten Anteilen erneuerbarer Energien ausgewählt werden. Die alleinige Vorhaltung von Regelleistung führt zu höheren Emissionswerten und bei Kombination der beiden Konzepte ergibt sich wiederum eine leichte Senkung. In diesem Fall wird nicht nur Wasserstoff in Stunden mit attraktiven Leistungspreisen für positive Regelleistung hergestellt, sondern auch in Stunden mit einer hohen Einspeisung aus erneuerbaren Energien, was die CO₂-Bilanz verbessert.

Berücksichtigt werden muss, dass zu einer ganzheitlichen Bewertung der Emissionswirkung neben den direkten Emissionen, die durch den Betrieb anfallen, auch die indirekten Emissionen zählen, die z.B. bei der Herstellung der Komponenten des Elektrolyseurs und des Reformers sowie der Brennstoffbereitstellung entstehen. Dazu muss die gesamte Herstellungs- und Transportkette berücksichtigt werden, die vor der Errichtung der Anlage abläuft. Es ist sehr aufwändig, verlässliche Daten für die Emissionen aller Prozessschritte zu erheben, so dass öffentlich verfügbaren Daten für eine Berechnung fehlen. Daher beschränkt sich die Betrachtung an dieser Stelle auf die direkten Emissionen, die bei der Wasserstoffherstellung anfallen, die in der Regel aber auch den größten Anteil am Gesamtausstoß haben.

5.4.4.3 Variationsrechnungen für relevante Parameter

Die vorgestellten Ergebnisse sind abhängig von den gewählten Eingangsdaten, die der Wirtschaftlichkeitsberechnung zugrunde liegen. Mit den drei Szenarien wird eine Spannbreite möglicher Entwicklungen abgedeckt, so dass der Einfluss der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen und der Entwicklung der Elektrolysetechnologie auf die Wirtschaftlichkeitsbewertung aufgezeigt werden kann. In Kapitel 5.4.2 sind die vier wichtigsten Einflussfaktoren für die Wirtschaftlichkeit des Elektrolyseurs bereits genannt: die Marktreife des Elektrolyseurs, die Strombezugskosten, die Auslastung und der Marktwert des produzierten Wasserstoffs. In Sensitivitätsrechnungen wird nun der Einfluss dieser Faktoren überprüft, indem die Werte der jeweiligen Parameter variiert und die resultierenden Wirtschaftlichkeitsergebnisse ermittelt werden. Zuvor wird außerdem eine Variationsrechnung durchgeführt, die die Wirtschaftlichkeit einer größeren Auslegung des Speichersystems als zentralen Großspeicher evaluieren soll. Wie bereits erläutert, eignet sich Wasserstoff aufgrund seiner Eigenschaften als zentraler Langzeitspeicher mit großer Speicherkapazität. Daher wird der Einfluss der Anlagendimensionierung auf das Wirtschaftlichkeitsergebnis analysiert.

In den vorgestellten Rechnungen ist angenommen, dass der Wasserstoff in Drucktanks gespeichert wird, die nahezu an jedem Standort errichtet werden können. Sie bieten dadurch den Vorteil, dass sie direkt bei den Wasserstoffabnehmern platziert werden können und lediglich der Stromanschluss gesichert sein muss, aber kein Wasserstofftransport über lange Strecken erforderlich ist. Die Speicherkapazität ist in den Tanks jedoch deutlich kleiner und kostenintensiver als in Salzkavernen, in denen untertägig große Volumen an Wasserstoff gespeichert werden können. Die Nutzung von Kavernen ermöglicht eine Speicherung über lange Zeiträume von mehreren Wochen bis Monaten. Dadurch ergibt sich für den Betreiber eine höhere Flexibilität, da er z.B. in Situationen mit hoher Einspeisung erneuerbarer Energien über mehrere Tage bis Wochen durchgehend einspeichern und umgekehrt bei Bedarf über lange Zeiträume ausspeichern kann, was eine kleinere Auslegung nicht ermöglicht. Die größere Speicherkapazität kann sich dann auch auf die Wirtschaftlichkeit des Speichers auswirken, insbesondere da die spezifische Investition in eine Kaverne im Vergleich zu einem Drucktank gering ist. Allerdings muss der Wasserstoff

zu den Abnehmern ggf. über weite Strecken transportiert werden, was wiederum Kosten verursacht.

Aufgrund des höheren Speichervolumens bietet sich auch eine größere Dimensionierung der Elektrolyseurleistung an (vgl. Stolzenburg et al., 2014, S. 75). Für die Rückverstromung sind in diesem Leistungsbereich neben der Brennstoffzelle Gasturbinen und GuD-Anlagen einsetzbar. Bisher wird kein reiner Wasserstoff in Gasturbinen verstromt, doch deren Entwicklung ist Gegenstand aktueller Forschungsarbeiten. In der Variationsrechnung wird die Rückverstromung mit einer GuD-Anlage vorgesehen, „da diese bei vergleichsweise moderater Investition den höchsten Wirkungsgrad für die Vermarktung von elektrischer Energie am Spotmarkt bietet“ (Stolzenburg et al., 2014, S. 107). Es wird ein System aus einem Elektrolyseur mit 500 MW_{el}, einem typischen Kavernenspeicher mit 133 GWh_{H2} Kapazität und einer GuD-Anlage mit einer Leistung von 270 MW_{el} bewertet (vgl. Stolzenburg et al., 2014, S. 75, 88, 108). Diese Auslegung entspricht der Größenordnung der Langzeitspeicher, die in der Studie von Leonhard et al. (2008) als Referenzfall definiert ist. Zudem wird diese Auslegung in Stolzenburg et al. (2014) speziell für Wasserstoffspeicher als sinnvoll erachtet, um damit in einem Energiesystem ab 2030 Speicherkapazität für überschüssige Strommengen bereitzustellen. Das Speichervolumen der Kaverne orientiert sich dabei an Durchschnittswerten von Erdgaskavernen in norddeutschen Salzdomen (vgl. Stolzenburg et al., 2014, S. 88). Weitere Parameter der betrachteten Komponenten finden sich in Tabelle 5.10. Die Werte des Kavernenspeichers werden über alle Szenarien hinweg konstant gehalten, da die Kostenentwicklung aufgrund mangelnder Erfahrung mit Unsicherheit behaftet und somit schwer abzuschätzen ist. Für erwartete Weiterentwicklungen bei GuD-Anlagen sind hingegen Daten in der Literatur vorhanden (vgl. Kost et al., 2013,

Tabelle 5.10: Für die Variationsrechnung ausgewählte techno-ökonomische Parameter der betrachteten Komponenten für die Szenarien in 2030 (moderat und mittel) und 2050 (ambitioniert) (vgl. Stolzenburg et al. (2014, S. 92, 108), Kost et al. (2013, S. 15) und Agentur für Erneuerbare Energien e.V. (2012, S. 4))

	Einheit	2014	moderat	mittel	ambitioniert
Kavernenspeicher:					
spezifische Investition	[€/kWh _{H2}]	0,7	0,7	0,7	0,7
Abschreibungsdauer	[a]	30	30	30	30
jährl. Fixkosten für Wartung, Betrieb, Versicherung	[Mio. €/a]	1,49	1,49	1,49	1,49
GuD-Anlage:					
spezifische Investition	[€/kW _{el}]	800	750	700	600
Abschreibungsdauer	[a]	20	20	20	20
Wartung, Betrieb, Versich.	[% d. Invest./a]	1,4	1,4	1,4	1,4
variable Kosten	[€/MWh _{el}]	2,36	2,36	2,36	2,36
Wirkungsgrad	[%]	60	61	62	63

Tabelle 5.11: Kosten und Deckungsbeiträge für die Variationsrechnung im Betriebskonzept „Nur Rückverstromung“ für die Szenarien in 2030 (moderat und mittel) und 2050 (ambitioniert)

	Einheit	2014	moderat	mittel	ambitioniert
Fix- und Kapitalkosten	[Tausend €/a]	230.998	104.604	87.437	68.705
Deckungsbeitrag	[Tausend €/a]	5.836	18.958	56.291	187.472
Deckungsbeitrag / Fix- und Kapitalkosten	[%]	3	18	64	273

S. 15; Agentur für Erneuerbare Energien e.V., 2012, S. 4).

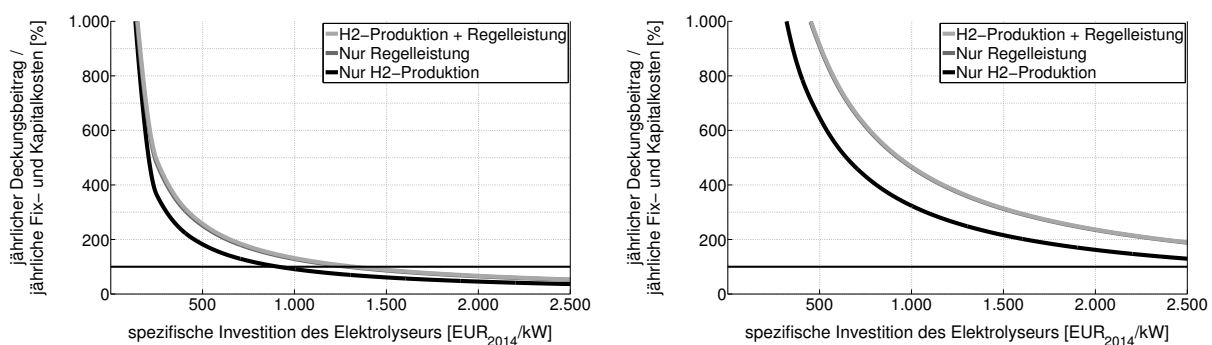
Wird der Fall „Nur Rückverstromung“ mit diesen Daten berechnet, ergeben sich in den Szenarien die in Tabelle 5.11 dargestellten jährlichen Fix- und Kapitalkosten sowie die Deckungsbeiträge. Aufgrund der größeren Auslegung der Anlage sind die Werte im Vergleich zu Abbildung 5.13 deutlich größer. Übersteigt der Deckungsbeitrag die jährlichen Fix- und Kapitalkosten, wird Gewinn erzielt und die Investition lohnt sich. Dies wird ausgedrückt durch einen Quotienten aus beiden Größen, der über hundert Prozent liegt.

Die Ergebnisse in Tabelle 5.11 zeigen, dass der Anteil des Deckungsbeitrags an den jährlichen Fix- und Kapitalkosten über die Szenarien hinweg steigt, aber erst im ambitionierten Szenario die hundert Prozent übertrifft. Somit ist die Investition in einen zentralen Großspeicher mit Salzkaverne bei Anteilen erneuerbarer Energien von 65 % im mittleren Szenario noch unwirtschaftlich. Die Erlöse, die durch Ausnutzen der Preisunterschiede zwischen niedrigen und hohen Preisen erzielt werden, sind erst im ambitionierten Szenario mit 80 % Anteil erneuerbarer Energien ausreichend, um die Kosten zu decken. Dies wird in dem Szenario durch die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen sowie durch die Weiterentwicklungen der Komponenten des Speichersystems begünstigt. Andere Veröffentlichungen, die sich mit der Bewertung von Speichern beschäftigen, liefern ähnliche Ergebnisse und gehen, wenn überhaupt, erst im langfristigen Zeithorizont von einem Einsatz der Wasserstoffspeicher aus (vgl. Wenzel und Kunz, 2015, S. 9; Doetsch et al., 2014, S. 228 ff.; Genoese, 2013, S. 215 f.; Rundel et al., 2013, S. 103; Adamek et al., 2012, S. 141; Felberbauer et al., 2012, S. 144). Im Vergleich zu den Ergebnissen in Abbildung 5.15, die für einen Wasserstoffspeicher mit Drucktank keinen kostendeckenden Betrieb anzeigen, liefern die Berechnungen für einen zentralen Wasserstoffspeicher mit Kaverne bessere Wirtschaftlichkeitsergebnisse. Somit bestätigt sich, dass aus ökonomischer Sicht zentrale Großspeicher mit Kaverne als Stromspeicher besser geeignet sind als dezentrale, kleine Speicher mit Drucktanks.

Wie bereits erläutert, sollen weitere Einflussfaktoren auf die Wirtschaftlichkeit des Elektrolyseurs mit Sensitivitätsanalysen überprüft werden. Dazu wird wieder das ursprüngliche System mit einer Elektrolyseurleistung von fünf MW_{el} und ggf. einem Wasserstoff-

drucktank und einer Brennstoffzelle betrachtet, das unter Kapitel 5.4.4.2 eingeführt wurde. Die erste zu untersuchende Einflussgröße ist die Marktreife, die sich u.a. anhand des Wertes für die spezifische Investition festmachen lässt. In den Szenarien ist eine Senkung dieses Wertes im Zeitablauf unterstellt. Es ist jedoch möglich, dass die Entwicklung nicht wie angenommen eintritt. Daher wird für das mittlere und ambitionierte Szenario überprüft, inwiefern sich eine Abweichung von den angenommenen spezifischen Investitionswerten auf die Wirtschaftlichkeit auswirkt. Die Sensitivitätsanalyse fokussiert sich auf diese beiden Szenarien, da die Ergebnisse im moderaten Szenario und in den Berechnungen für 2014 verdeutlichen, dass die Erlöse deutlich zu gering sind für einen wirtschaftlichen Betrieb. Hier könnte nur ein Zusammentreffen vieler günstiger Rahmenbedingungen zu einem kostendeckenden Betrieb führen.

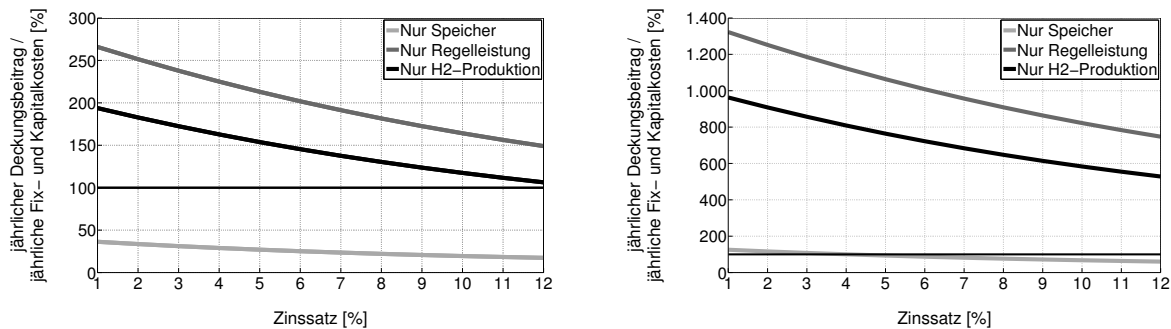
In Abbildung 5.19 ist dargestellt, wie sich das Verhältnis aus Deckungsbeitrag und jährlichen Fix- und Kapitalkosten in Abhängigkeit der spezifischen Investition des Elektrolyseurs entwickelt. Wie in Kapitel 2.2.3 erwähnt, können z.B. Preisaufläge für höhere Investitionen sorgen, als sie für die Bewertung angenommen wurden, so dass die Robustheit der Ergebnisse hierauf überprüft werden soll. Wieder gilt, dass der Betrieb kostendeckend ist, sobald das Verhältnis den Wert von 100 % übersteigt. Im mittleren Szenario muss die Investition je nach Betriebskonzept unterhalb von 1.000 bis 1.300 $\text{€}_{2014}/\text{kW}_{\text{el}}$ liegen, damit eine Kostendeckung erreicht wird, siehe Abbildung 5.19 (a). Da in dem Szenario eine spezifische Investition von 700 $\text{€}_{2014}/\text{kW}_{\text{el}}$ angesetzt ist, werden in Abbildung 5.15 für die Betriebskonzepte ohne Rückverstromung die 100 % übertroffen. Würde dieser Wert verfehlt und tatsächlich bei 1.000 bis 1.300 $\text{€}_{2014}/\text{kW}_{\text{el}}$ liegen, wäre je nach Betriebskonzept ein kostendeckender Betrieb noch knapp möglich. Im ambitionierten Szenario sind hingegen die Rahmenbedingungen so günstig, dass selbst bei einer Investition von 2.500 $\text{€}_{2014}/\text{kW}_{\text{el}}$ noch ein Gewinn erzielt würde, siehe Abbildung 5.19 (b). Berücksichtigt werden muss allerdings, dass in den Berechnungen der Strombezug bei negativen Preisen enthalten ist, so dass die niedrigen Strombezugskosten die hohe Investition teilweise kompensieren. Wie in Kapitel 5.4.1 bereits diskutiert, ist die Verfügbarkeit von



(a) Wirtschaftlichkeit der Betriebskonzepte eines Elektrolyseurs im mittleren Szenario

(b) Wirtschaftlichkeit der Betriebskonzepte eines Elektrolyseurs im ambitionierten Szenario

Abbildung 5.19: Wirtschaftlichkeitsergebnisse in Abhängigkeit der spezifischen Investition des Elektrolyseurs



(a) Wirtschaftlichkeit der Betriebskonzepte eines Elektrolyseurs im mittleren Szenario

(b) Wirtschaftlichkeit der Betriebskonzepte eines Elektrolyseurs im ambitionierten Szenario

Abbildung 5.20: Wirtschaftlichkeitsergebnisse in Abhängigkeit des Zinssatzes

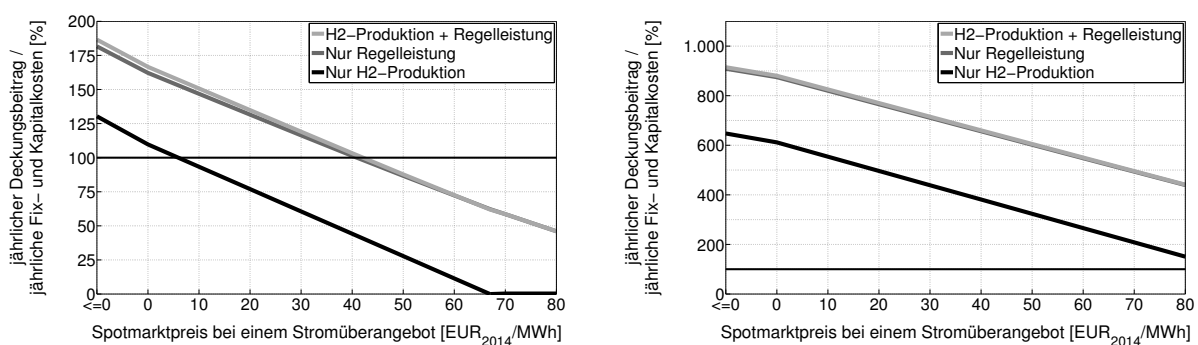
vielen negativen Preisen für den Elektrolyseurbetrieb jedoch mit Unsicherheiten behaftet, da es wahrscheinlich ist, dass in diesen Stunden verschiedene Nachfrageeinheiten um die niedrigen Preise konkurrieren werden (vgl. Brunner und Möst, 2015). Somit ist es möglich, dass durch diesen Wettbewerb die Preise steigen und die Strombezugskosten für den Elektrolyseur ebenfalls zunehmen.

Neben der Investition hat auch der Zinssatz entscheidende Bedeutung auf die Investitionsentscheidung. Der angesetzte Zinssatz soll der gewünschten Mindestverzinsung eines Anlegers entsprechen, der in den Elektrolyseur investiert. Der Zins kann daher je nach Investor sehr unterschiedlich ausfallen. Für einen privaten Investor ist der Zinssatz abhängig von der Renditeerwartung. Es wird häufig als Vergleichswert eine Kapitalmarktanlage herangezogen, die eine alternative Anlageform darstellt. Bei staatlichen Investitionsentscheidungen spiegelt der Zins hingegen die Refinanzierungskosten wider, die bei einer Kreditaufnahme anfallen und ist in der Regel niedriger. Um das Ergebnis der Entscheidung in Abhängigkeit vom Zinsniveau und somit verschiedener Investoren abzubilden, ist in Abbildung 5.20 das Wirtschaftlichkeitsergebnis für einen Zinssatz von 1 % bis 12 % variiert. Es zeigt sich, dass sich das Ergebnis lediglich im Fall „Nur Speicher“ des ambitionierten Szenarios durch einen geänderten Zinssatz von unwirtschaftlich in wirtschaftlich wandeln kann, siehe Abbildung 5.20 (b). Bei einem Zinssatz von etwa kleiner gleich 4 % wird die Investition in den Speicher rentabel. Allerdings bleibt das Verhältnis von Deckungsbeitrag zu Fix- und Kapitalkosten auch bei diesen geringen Zinssätzen nur knapp über den 100 %. Bei allen anderen Konzepten ändert sich durch den Zinssatz zwar die Höhe des Quotienten aus Deckungsbeitrag und Fix- und Kapitalkosten und damit die Attraktivität der Investition, jedoch bleibt die grundsätzliche Entscheidung für bzw. gegen eine Investition die gleiche.

Als weitere Sensitivität wird der Einfluss der insbesondere im ambitionierten Szenario zahlreichen niedrigen Spotmarktpreise auf das Wirtschaftlichkeitsergebnis überprüft. In Kapitel 5.4.1 ist erläutert, dass das Auftreten von Preisen kleiner bzw. gleich 0 €/2014/MWh mit Unsicherheiten behaftet ist, da eine flexiblere Nachfrage neuer Verbraucher zu höheren Preisen in diesen Stunden führen kann. Um diesen Aspekt zu berücksichtigen, werden

die Preise, die auftreten, wenn ein Überangebot auf Erzeugungsseite vorliegt, schrittweise erhöht. In der Simulation sind diese Preise kleiner gleich $0 \text{ €}_{2014}/\text{MWh}$. In der Sensitivität werden sie von kleiner gleich $0 \text{ €}_{2014}/\text{MWh}$ bis $80 \text{ €}_{2014}/\text{MWh}$ variiert. In Abbildung 5.21 (a) sind die Betriebskonzepte für das mittlere Szenario dargestellt, bei denen sich eine Erhöhung der niedrigen Spotmarktpreise auf die Wasserstoffgestehungskosten auswirkt. Die Regelleistungspreise sind in der Berechnung nicht geändert worden, so dass lediglich die Strombezugskosten bei der Wasserstoffproduktion mit steigenden minimalen Spotmarktpreisen zunehmen. Neben den höheren Strombezugskosten beeinflussen die höheren Spotmarktpreise auch die Betriebsweise. Es kommt vor, dass in manchen Stunden eine Verlagerung z.B. von der Vorhaltung positiver zur Vorhaltung negativer Regelleistung stattfindet. Im Fall „H₂-Produktion und Regelleistung“ könnte bei einem minimalen Preisniveau bis etwa $40 \text{ €}_{2014}/\text{MWh}$ noch ein rentables Ergebnis erzielt werden. Wird ausschließlich Wasserstoff produziert, müssen die Spotmarktpreise, die sich in Situationen mit einem Überangebot an Erzeugung ergeben, unterhalb von etwa $6 \text{ €}_{2014}/\text{MWh}$ liegen. Im ambitionierten Szenario zeigt sich wieder, dass die attraktiven Rahmenbedingungen auch bei einem deutlichen Anstieg der niedrigen Preise auf ein Preisniveau von $80 \text{ €}_{2014}/\text{MWh}$ noch für einen wirtschaftlichen Betrieb in allen Betriebskonzepten sorgen, siehe Abbildung 5.21 (b). Maßgeblich hierfür ist die angenommene niedrige spezifische Investition in den Elektrolyseur im ambitionierten Szenario.

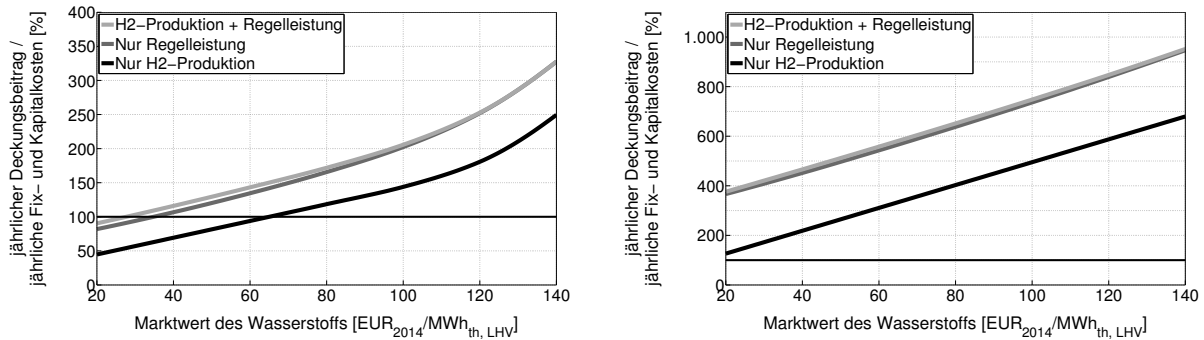
Als weiterer Einflussfaktor ist die Auslastung wichtig, da sie festlegt, wie sehr sich die fixen Kosten auf die produzierte Wasserstoffmenge verteilen. Da die optimale Auslastung auch von der Ausprägung der Spotmarktpreise abhängt, kann nicht pauschal gesagt werden, dass die höchstmögliche Auslastung das beste Wirtschaftlichkeitsergebnis liefert. Der Optimierungsansatz liefert somit immer die Auslastung, die unter den vorgegebenen Rahmenbedingungen zum besten Ergebnis führt. Durch Variation der Betriebsstunden würde lediglich ein schlechteres Ergebnis erzielt, als das, was die Optimierung liefert. Daher wird dieser Parameter im Rahmen der Sensitivitätsanalyse nicht betrachtet.



(a) Wirtschaftlichkeit der Betriebskonzepte eines Elektrolyseurs im mittleren Szenario

(b) Wirtschaftlichkeit der Betriebskonzepte eines Elektrolyseurs im ambitionierten Szenario

Abbildung 5.21: Wirtschaftlichkeitsergebnisse in Abhängigkeit des Spotmarktpreises bei Nachfragedeckung durch erneuerbare Energien



(a) Wirtschaftlichkeit der Betriebskonzepte eines Elektrolyseurs im mittleren Szenario

(b) Wirtschaftlichkeit der Betriebskonzepte eines Elektrolyseurs im ambitionierten Szenario

Abbildung 5.22: Wirtschaftlichkeitsergebnisse in Abhängigkeit des Marktwertes von Wasserstoff

Stattdessen wird der Einfluss des Marktwertes von Wasserstoff untersucht, der innerhalb der Bewertung durch die Wasserstoffgestehungskosten der Erdgasreformierung bestimmt wird. In der Realität ist derzeit kein einheitlicher Marktpreis für Wasserstoff vorhanden, da dieser nicht über einen Marktplatz gehandelt, sondern in der Regel auf Anfrage von einem Hersteller an einen Kunden geliefert wird. Dadurch sind je nach Hersteller, Produktionsart und abgenommener Menge verschiedene Preise möglich. In der Sensitivität wird der Marktwert von Wasserstoff von 20 bis 140 $\text{€}_{2014}/\text{MWh}_{\text{H}_2}$ variiert, was ungefähr der Spannbreite entspricht, die auf Basis der Erdgasreformierung in den Szenarien bestimmt wurde. In Abbildung 5.22 (a) wird deutlich, dass sich die Wasserstoffproduktion in Kombination mit der Regelleistungsvorhaltung im mittleren Szenario ab einem Marktwert von etwa 30 $\text{€}_{2014}/\text{MWh}_{\text{H}_2}$ rentiert. Bei alleiniger Wasserstoffproduktion muss der Wert bei mindestens 65 $\text{€}_{2014}/\text{MWh}_{\text{H}_2}$ liegen. In Abbildung 5.22 (b) wird im ambitionierten Szenario für alle Konzepte selbst bei einem Marktwert für Wasserstoff von 20 $\text{€}_{2014}/\text{MWh}_{\text{H}_2}$ noch ein wirtschaftliches Ergebnis erzielt.

5.4.5 Zusammenfassung der Wirtschaftlichkeitsbewertung

In den Kapiteln 5.4.1 bis 5.4.4 wurde die Bewertung eines Elektrolyseurs für verschiedene Szenarien vorgenommen. Diese unterstellen zum einen Veränderungen in den energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen und zum anderen eine langfristige Verbesserung des Wirkungsgrads und eine Senkung der spezifischen Investition des Elektrolyseurs.

Mittels der zuvor simulierten Spotmarktpreise werden zunächst die Wasserstoffgestehungskosten der Elektrolyse ermittelt. Die Ergebnisse zeigen, dass sich die Wasserstoffproduktion allein nur in dem mittleren und dem ambitionierte Szenario rentiert. In diesen Szenarien treffen verbesserte techno-ökonomische Kennwerte des Elektrolyseurs auf günstige energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen, die sich durch viele niedrige Spotmarktpreise und hohe Wasserstoffgestehungskosten des Konkurrenzverfahrens auszeichnen. Fallen die niedrigen Spotmarktpreise im mittleren Szenario allerdings etwas höher aus, steigen die Wasserstoffgestehungskosten der Elektrolyse und können die der Erdgasreformierung nicht

mehr unterbieten. Dies verdeutlicht die Abhängigkeit des Wirtschaftlichkeitsergebnisses von dem Auftreten sehr niedriger bis negativer Spotmarktpreise.

Bei der Zielkostenanalyse werden anschließend Wechselwirkungen zwischen den Parametern deutlich, die in die Berechnung der Wasserstoffgestehungskosten einfließen. Wird z.B. die angestrebte Kostendegression für die spezifische Investition verfehlt, ist Voraussetzung für einen kostendeckenden Betrieb, dass entweder große Fortschritte bei der Verbesserung des Wirkungsgrades eintreten oder ein geringes Preisniveau am Spotmarkt vorliegt bzw. viele sehr niedrige Preise auftreten. In beiden Fällen können höhere Investitionen für die Anschaffung des Elektrolyseurs durch geringere Strombezugskosten kompensiert werden. Der Zusammenhang zwischen Volllaststunden und Spotmarktpreisniveau zeigt, dass bei einer hohen Auslastung auch der durchschnittliche Strombezugspreis steigen darf, da sich die Fixkosten dann stärker auf die produzierte Wasserstoffmenge verteilen. Es wird somit deutlich, dass die Marktreife, die Strombezugskosten, die Auslastung und der Marktwert für den Wasserstoff die relevanten Parameter darstellen, die die Wirtschaftlichkeit des Elektrolyseurbetriebs beeinflussen.

Neben dem Betrieb des Elektrolyseurs zur Wasserstoffproduktion bestehen weitere Einsatzmöglichkeiten. Hierzu zählen die Sekundärregelungsvorhaltung und die Rückverstromung. Der Fahrplan, der den höchsten Deckungsbeitrag liefert, wird mit einem Optimierungsmodell bestimmt. Als Ergebnis zeigt sich, dass die Regelleistungsvorhaltung das Wirtschaftlichkeitsergebnis verbessern kann, wenn die Rahmenbedingungen des mittleren und ambitionierten Szenarios vorliegen. Dabei empfiehlt sich die Kombination von Wasserstoffabsatz und Regelleistungsvorhaltung, weil so zum einen die Abhängigkeit von einem Markt reduziert wird und zum anderen das beste Verhältnis von Deckungsbeitrag und Kosten erzielt werden kann.

Die Rückverstromungsoption lohnt sich hingegen nicht und könnte nur in Kombination mit den anderen Betriebsweisen unter attraktiven Rahmenbedingungen sinnvoll eingesetzt werden. Doch auch dann reichen die Erlöse aus der Rückverstromung nicht zur Deckung der durch sie verursachten zusätzlichen Kosten. Die Variationsrechnung zeigt allerdings, dass die Wirtschaftlichkeit eines Wasserstoffspeichers von der Dimensionierung abhängt und verdeutlicht die ökonomische Vorteilhaftigkeit eines zentralen Großspeichers gegenüber eines dezentralen Drucktankspeichers. Allerdings rentiert sich auch der zentrale Speicher erst unter den sehr optimistischen Annahmen im ambitionierten Szenario.

Neben der wirtschaftlichen Bewertung wird auch die Emissionsminderung der Elektrolyse ausgewiesen. Die mit der Wasserstoffproduktion verbundenen CO₂-Emissionen sind stark abhängig von dem Berechnungsansatz, der u.a. auf den durchschnittlichen Emissionen des Strommixes oder den Grenzemissionen beruhen kann. Prinzipiell zeigt sich, dass durch den zunehmenden Anteil erneuerbarer Energien auch der Emissionswert des Wasserstoffs deutlich sinkt. Ökologisch sinnvoll ist der Einsatz aber erst bei Unterbietung des Emissionswert der Erdgasreformierung. Dies wird im mittleren Szenario für beide verwendeten Berechnungsarten erstmals erreicht.

Da die Rechnungen mit Unsicherheiten behaftet sind, müssen die Ergebnisse immer in Abhängigkeit der Annahmen bewertet werden. Die Sensitivitätsanalysen zeigen, dass eine

höhere spezifische Investition, eine höhere Untergrenze der Spotmarktpreise bei Erzeugungsüberangebot sowie ein niedrigerer Marktwert für Wasserstoff dazu führen können, dass der Elektrolyseurbetrieb im mittleren Szenario unrentabel wird. Im ambitionierten Szenario sind die Ergebnisse auch in den Sensitivitätsanalysen robust, so dass die Investitionsentscheidung gleich bleibt, auch wenn die Parameterausprägungen in den Sensitivitätsrechnungen stark von den angenommenen Rahmenbedingungen im ursprünglichen Szenario abweichen. Der Einfluss des Zinssatzes ist sowohl im mittleren als auch im ambitionierten Szenario nicht maßgeblich, als dass er die Investitionsentscheidung ändern würde. Lediglich in der Variante als Stromspeicher kann sich bei einem sehr niedrigen Zins eine Änderung im ambitionierten Szenario ergeben.

5.5 Einflussfaktoren auf die Wirtschaftlichkeit des Elektrolyseurbetriebs

Im Kapitel 5.4 werden anhand der Szenarien Erkenntnisse über die Wirtschaftlichkeit des Elektrolyseurbetriebs unter verschiedenen Rahmenbedingungen erzielt. Hieraus lassen sich allgemeine Faktoren ableiten, die die Treiber und Hemmnisse für die Wirtschaftlichkeit des Elektrolyseurbetriebs darstellen. Sie werden im Folgenden zusammenfassend aufgelistet.

Positiv wirken auf den Elektrolyseurbetrieb die folgenden *energiewirtschaftlichen und -politischen Rahmenbedingungen*:

- Die Beibehaltung der Ziele zur Einsparung von CO₂-Emissionen unterstützt die Nutzung von Wasserstoff aus erneuerbaren Quellen in der Industrie und im Verkehr.
- Der Ausbau fluktuierender erneuerbarer Energien sorgt für eine Zunahme an Stunden mit niedrigen oder negativen Strombörsenpreisen, die für niedrige Wasserstoffgestehungskosten des Elektrolyseurs benötigt werden. Die vielen niedrigen Preise bewirken dabei zum einen, dass die Strombezugskosten gering sind und zum anderen, dass die Auslastung, und damit die Verteilung der Fix- und Kapitalkosten auf die produzierte Wasserstoffmenge, zunimmt.
- Ein Anstieg der Preise für fossile Energieträger und CO₂-Zertifikate sorgt für höhere Wasserstoffgestehungskosten der Konkurrenzverfahren. Zudem können hohe Preisspitzen an der Strombörse auftreten, die für die Wasserstoffspeicherung mit Rückverstromung von Vorteil sind.

In der *Forschung und Entwicklung der Elektrolysetechnologie* wirken die folgenden Entwicklungen positiv auf die Wirtschaftlichkeit des Elektrolyseurs:

- Kostensenkungen bei der Elektrolyseurherstellung führen zu geringeren Kapitalkosten beim Elektrolyseureinsatz und damit zu niedrigeren Wasserstoffgestehungskosten.
- Eine Wirkungsgradsteigerung sorgt für eine größere Produktionsmenge an Wasserstoff und somit zu geringeren Wasserstoffgestehungskosten.

- Eine technische Weiterentwicklung, die geringere Teillastgrade und schnelle An- und Abfahrvorgänge ermöglicht, verbessert die Flexibilität des Elektrolysebetriebs und damit die Konkurrenzfähigkeit gegenüber anderen flexibel steuerbaren Technologien.

So, wie die genannten Faktoren einen wirtschaftlichen Betrieb des Elektrolyseurs begünstigen, würde eine umgekehrte Entwicklung jedes Faktors zu einem Hemmnis werden, das die Wirtschaftlichkeit des Elektrolyseurs erschwert bzw. verhindert. Zudem ist als weiteres Hemmnis zu nennen:

- Die Konkurrenz mit anderen Flexibilitätsoptionen um niedrige Strombörsenpreise kann dazu führen, dass die Strombezugskosten für den Elektrolyseurbetrieb steigen und die Auslastung sinkt, so dass der Elektrolyseureinsatz unwirtschaftlich wird.

6 Zusammenfassung, kritische Würdigung und Ausblick

6.1 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Die Minderung der Treibhausgasemissionen ist sowohl auf deutscher als auch internationaler Ebene erklärtes Ziel der Energiepolitik. In Deutschland soll die Senkung des Energieverbrauchs kombiniert mit einem verstärkten Ausbau erneuerbarer Energien einen Rückgang der Emissionen bewirken. Im Stromsektor führt die fluktuierende Einspeisung von Windkraft- und Photovoltaikanlagen zu einem steigenden Bedarf an Flexibilitätsoptionen, die Abweichungen zwischen Angebot und Nachfrage ausgleichen können. Ein Elektrolyseur stellt hierbei eine Technologie dar, mit der auf der Nachfrageseite kurzfristig auf die schwankende Einspeisung reagiert werden kann. Der mittels Elektrolyse hergestellte Wasserstoff ist anschließend vielfältig nutzbar und kann im Strom-, Wärme- und Verkehrssektor oder zur stofflichen Weiterverarbeitung in der Industrie eingesetzt werden. Bei Verwendung von Strom aus erneuerbaren Energien trägt er zudem zur Dekarbonisierung in diesen Sektoren bei.

Der Betrieb von Elektrolyseuren, die bereits in Forschungsprojekten in Deutschland eingesetzt werden, ist heute in der Regel nicht wirtschaftlich. Allerdings ist es möglich, dass sich die Rahmenbedingungen im Energiesystem ändern und damit in Zukunft bessere Voraussetzungen für den Einsatz von flexiblen Technologien vorliegen. Ziel dieser Arbeit ist es daher, die Forschungsfrage zu beantworten: *Kann ein Elektrolyseur im deutschen Energiesystem mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien zukünftig wirtschaftlich betrieben werden?*

Zur Beantwortung dieser Frage wird in Kapitel 2 dieser Arbeit ein Überblick über die Rahmenbedingungen am Strommarkt und in der Wasserstoffwirtschaft gegeben. Anhand der Entwicklung verschiedener Indikatoren, darunter Abregelungsmengen von Strom aus erneuerbaren Energien und Residuallastgradienten, wird deutlich, dass bereits in den vergangenen Jahren der Flexibilitätsbedarf im Stromsystem gestiegen ist. Für dessen Deckung stehen verschiedene Optionen zur Verfügung, deren Bau bzw. Einsatz heute jedoch aufgrund zu schwacher Marktanreize an den Stromhandelsplätzen nicht angeregt wird. Allerdings sind gesetzliche Änderungen in der Vorbereitung, die Investitionen in flexible Maßnahmen anreizen sollen.

Um die aktuelle Situation und mögliche Entwicklungen im Bereich der Wasserstoffwirtschaft darzulegen, wird sowohl auf die Wasserstoffnachfrageseite als auch auf die

Herstellung eingegangen. Aufgrund einer weltweit steigenden Nachfrage nach industriell genutzten, wasserstoffbasierten Produkten wie Ammoniak und Methanol, aber auch der möglichen Nutzung als Kraftstoff im Verkehrssektor, wird von einem zunehmenden Bedarf an Wasserstoff ausgegangen. Heute wird Wasserstoff größtenteils durch die Erdgasreformierung hergestellt, die aufgrund vergleichsweise hoher Effizienz, geringer Investition sowie niedriger variabler Kosten in den meisten Anwendungsfällen das günstigste Produktionsverfahren darstellt. Jedoch zeigt eine umfangreiche Literaturanalyse, dass die Abstände zwischen den spezifischen Wasserstoffgestehungskosten der verschiedenen Herstellungsarten zukünftig kleiner werden und sich bei Änderungen, z.B. der Energieträger- oder CO₂-Zertifikatspreise, auch Verschiebungen in der Reihenfolge der kostengünstigsten Verfahren ergeben können.

Um die Auswirkungen veränderter energiewirtschaftlicher Rahmenbedingungen auf die Strompreise abzubilden, wird in Kapitel 3 ein Modell entwickelt, das die stündlichen Spotmarktpreise ermittelt. Hierzu wird ein Fundamentalmodell entwickelt, mit dem die variablen Erzeugungskosten der Kraftwerke simuliert werden können. Die Auflösung ist stündlich und berücksichtigt den Verlauf der fluktuierenden Einspeisung aus erneuerbaren Energien sowie der Nachfrage anhand historischer Einspeisezeitreihen. Da Fundamentalmodelle in der Regel die Preisspitzen unterschätzen, wird das Modell um einen Regime-Switching-Ansatz ergänzt. Mit diesem Ansatz werden Wahrscheinlichkeiten für Preissprünge auf Basis der Tageszeit, des Wochentages und des vorliegenden Knappheitsfaktors ermittelt, d.h. dem Quotienten aus verfügbarer Erzeugungskapazität und der Residuallast. In Kombination mit der simulierten Preiszeitreihe des Fundamentalmodells ergibt sich so ein Preisverlauf, der sowohl die fundamentalen Bestandteile des Preisbildungsprozesses berücksichtigt als auch die dadurch unterschätzten positiven und negativen Preisspitzen abbildet. Durch den Regime-Switching-Ansatz wird der Verlauf der modellierten Preisdauerlinien verbessert. Dies zeigt sich auch in der Validierung der Modellgüte, die bessere Ergebnisse für die Jahresdauerlinien erzielt, wenn der Regime-Switching-Ansatz in das Modell einbezogen wird. Neben der Preissimulation ermöglicht das Modell außerdem die Berechnung der aufgetretenen CO₂-Emissionen. Die historisch beobachteten Emissionen werden in der Simulation geringfügig unterschätzt, geben jedoch den leicht abnehmenden Trend bis zum Jahr 2014 gut wieder.

Da der Sekundärregelleistungsmarkt einen Marktplatz darstellt, auf dem der Betreiber eines Elektrolyseurs Leistung anbieten und so seine Erlöse steigern kann, wird dieser als weiterer Handelsplatz im Kapitel 4 analysiert. Zunächst wird gezeigt, dass die Leistungspreise in diesem Markt aufgrund von regulatorischen Änderungen, aber auch wegen einer gestiegenen Teilnehmerzahl gesunken sind. Anschließend wird erläutert, wie das Preisniveau auf dem Spotmarkt die Gebote für die Regelleistungspreise konventioneller Einheiten beeinflusst. Da die Vorhaltung von Sekundärregelleistung die möglichen Handelsaktivitäten auf dem Spotmarkt einschränkt, kann das Leistungspreisgebot durch die Berechnung von Opportunitätskosten aus den erwarteten Spotmarktpreisen abgeleitet werden. Dieser Ansatz wird bisher v.a. auf Erzeugungstechnologien angewandt und wird nun am Beispiel des Elektrolyseurs auf eine Nachfrageeinheit übertragen. Es zeigt sich,

dass die Leistungsvorhaltung mit ihm insbesondere bei einem niedrigen Spotmarktpreisniveau geringere Opportunitätskosten aufweist als die Vorhaltung mit konventionellen Erzeugungseinheiten. Allerdings besteht große Konkurrenz zu anderen Nachfrageeinheiten und erneuerbaren Energien, die bei der Vorhaltung negativer Sekundärregelleistung die niedrigsten Opportunitätskosten haben.

Um zukünftige Preisentwicklung abbilden zu können, lassen sich mittels der Modelle die Spotmarkt- und Regelleistungspreise für verschiedene Energieszenarien simulieren, die in Kapitel 5 ausgewählt werden. Dazu werden die Annahmen verschiedener Studien gegenübergestellt, die Ausbaupfade für die installierte Leistung erneuerbarer Energien als auch Preisentwicklungen für Energieträger und CO₂-Zertifikate angeben. Die drei gewählten Szenarien gehen alle von einem gegenüber heute erhöhten Anteil erneuerbarer Energien von 50 bis 80 % an der Stromnachfrage aus. Auch die Energieträger- und CO₂-Zertifikatspreise verzeichnen einen moderaten bis ambitionierten Anstieg. Die sich daraus ergebenden Spotmarktpreise weisen aufgrund dieser Preisanstiege Durchschnittswerte von 56 bis zu 75 €₂₀₁₄/MWh auf, im Vergleich zu einem Preis von 33 €₂₀₁₄/MWh im Jahr 2014. Gleichzeitig treten aufgrund der Einspeisung erneuerbarer Energien im ambitionierten Szenario an etwa 3.300 Stunden Situationen mit negativer Residuallast auf, die Spotmarktpreise von kleiner gleich 0 €₂₀₁₄/MWh hervorrufen. Berücksichtigt werden muss hierbei, dass in dem Strommarktmodell kein Einsatz anderer Flexibilitätsoptionen und kein Stromaustausch mit dem Ausland angenommen ist, so dass die Ergebnisse für ein sehr inflexibles System gewonnen werden. Würde eine stärkere Flexibilität im System berücksichtigt, wären die Anreize für den Elektrolyseureinsatz deutlich schwächer, was die Ergebnisse der Sensitivitätsanalysen am Ende von Kapitel 5 verdeutlichen.

Die Sekundärregelleistungspreise, die mit Hilfe des Opportunitätskostenansatzes aus den Spotmarktpreisen abgeleitet werden, zeigen über die Szenarien hinweg eine zunehmende Tendenz bei der positiven Regelleistung und ein gleichbleibendes Niveau bei der negativen Regelleistung. Letzteres lässt sich dadurch erklären, dass in dem gewählten Ansatz die erneuerbaren Energien bei der Vorhaltung negativer Regelleistung berücksichtigt werden. Das steigende Preisniveau am Spotmarkt, das sich gleichermaßen auf die Opportunitätskosten konventioneller Einheiten auswirkt, wird in einem Szenario mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien durch die verstärkte Teilnahme erneuerbarer Energien und ihren niedrigen Opportunitätskosten kompensiert.

Um zu ermitteln, ob der Einsatz eines Elektrolyseurs unter den Rahmenbedingungen der Szenarien wirtschaftlich darstellbar ist, wird in Kapitel 5 ein Optimierungsmodell erstellt, das die simulierten Preise als Eingangsdaten verwendet. Technische und marktseitige Restriktionen, die den Betrieb des Elektrolyseurs beschränken, sind darin integriert. Um Erlöse aus dem Absatz von Wasserstoff zu berücksichtigen, dient ein Referenzwert als Marktpreis, der anhand der Wasserstoffgestehungskosten der Erdgasreformierung für jedes Szenario bestimmt wird. Für die Bewertung der Wasserstoffproduktion, bei der der Strom über den Spotmarkt bezogen und keine andere Vermarktungsmöglichkeit berücksichtigt wird, lassen sich die Wasserstoffgestehungskosten der Elektrolyse denen der Erdgasreformierung gegenüberstellen. Im mittleren und ambitionierten Szenario können

die Kosten der Erdgasreformierung von der Elektrolyse unterboten werden. Allerdings gelingt dies im mittleren Szenario nur, wenn negative Spotmarktpreise auftreten. Deren Häufigkeit ist mit hohen Unsicherheiten behaftet und würde bei Berücksichtigung der Nachfrage weiterer Flexibilitätsoptionen voraussichtlich sinken. Insofern wird deutlich, dass ein wirtschaftlicher Betrieb eines Elektrolyseurs nur unter äußerst ambitionierten Rahmenbedingungen möglich wird, die sich sowohl auf energiewirtschaftlicher Seite als auch bei der techno-ökonomischen Weiterentwicklung der Elektrolysetechnologie ergeben müssen. Sie zeichnen sich aus durch einen hohen Anteil erneuerbarer Energien in Kombination mit hohen Preisen für Energieträger und CO₂-Zertifikate, sinkenden spezifischen Investitionen sowie steigenden Wirkungsgraden des Elektrolyseurs.

Werden neben dem Wasserstoffabsatz weitere Erlösmöglichkeiten berücksichtigt, d.h. die Rückverstromung mit anschließendem Verkauf des Stroms am Spotmarkt als auch die Regelleistungsvorhaltung, zeigt sich, dass das beste Wirtschaftlichkeitsergebnis in allen Szenarien bei einer Kombination von Regelleistungsvorhaltung und Wasserstoffproduktion erzielt wird. Im mittleren und ambitionierten Szenario wird damit ein kostendeckender Betrieb ermöglicht. In diesen Szenarien rentieren sich auch Betriebskonzepte, die nur die Wasserstoffproduktion bzw. nur die Regelleistungsvorhaltung vorsehen, wobei im Vergleich dieser beiden Konzepte im Fall „Nur Regelleistung“ höhere Erlöse erzielt werden können. Die Rückverstromung allein ist in keinem Szenario wirtschaftlich darstellbar und führt nur in Kombination mit den anderen Absatzmöglichkeiten und ausschließlich im ambitionierten Szenario zu einem kostendeckenden Betrieb.

Neben der ökonomischen Bewertung zeigt die Ermittlung der direkten CO₂-Emissionen, die bei der Wasserstoffherstellung anfallen, dass ab dem mittleren Szenario Minderungen möglich sind, wenn die Elektrolyse die Erdgasreformierung substituiert. Allerdings ist die Wirkung abhängig von der Berechnungsmethode, die u.a. auf Durchschnitts- oder Grenzwerten für die CO₂-Emissionen basieren kann. Sensitivitäts- und Variationsrechnungen verdeutlichen die Unsicherheiten, mit denen die Berechnungen generell behaftet sind. Insbesondere im mittleren Szenario ist die Wirtschaftlichkeit nicht mehr gegeben, sobald sich die Rahmenbedingungen verschlechtern, z.B. in Form von höheren Investitionen oder einer kleineren Anzahl an niedrigen Spotmarktpreisen. Lediglich im ambitionierten Szenario werden in den Sensitivitätsanalysen robuste Ergebnisse erzielt, die einen wirtschaftlichen Betrieb bestätigen.

Aus den Ergebnissen lassen sich folgende allgemeine Schlussfolgerungen ableiten:

Die Herstellung von Wasserstoff mittels Elektrolyse wird, wenn überhaupt, erst langfristig wirtschaftlich, wenn sie gegenüber etablierten Herstellungsverfahren wie der Erdgasreformierung konkurrenzfähig ist. Werden bestehende Produktionsanlagen ersetzt oder neue aufgebaut, werden potenzielle Betreiber nur dann in die Elektrolysetechnologie investieren, wenn diese gegenüber konkurrierenden Verfahren konkurrenzfähig ist. Die Berechnungen zeigen, dass dies im Fall der Erdgasreformierung erst ab dem mittleren Szenario auftritt, bei dem ein Anteil erneuerbarer Energien von 65 % unterstellt ist, gestiegene Preise für Energieträger und CO₂-Zertifikate sowie eine gegenüber heute etwa um 70 %

geringere spezifische Investition des Elektrolyseurs. Diese Rahmenbedingungen werden absehbar nicht vor 2030 vorliegen.

Unter den heutigen Rahmenbedingungen bestehen am Strommarkt zu wenig Anreize für den Einsatz von Flexibilitätsoptionen. Trotz eines gestiegenen Flexibilitätsbedarfs in den vergangenen Jahren sind die Anreize für neue Investitionen in flexible Technologien heute noch zu gering. Aktuell kann die Systemstabilität noch ohne den gezielten Einsatz neuer flexibler Technologien gewährleistet werden, allerdings ist der Aufwand hierfür gestiegen, was z.B. die Erhöhung der Redispatchmaßnahmen verdeutlicht. Zukünftig muss sichergestellt werden, dass Investitionen in Flexibilitätsoptionen angereizt werden, um die Stabilität der Stromversorgung aufrechtzuerhalten. Auf Nachfrageseite sind niedrige Strombörsenpreise attraktiv für neue Verbrauchseinheiten, jedoch werden sie derzeit durch hohe Abgaben, Umlagen und Entgelte, die auf den Strombörsenpreis aufgeschlagen werden, abgeschwächt. Eine Flexibilisierung der Umlagenbestandteile ist eine weiterzuverfolgende und zu analysierende Option, um stärkere Anreize zur Flexibilisierung der Nachfrage zu schaffen.

Unter den gegebenen Ausbauzielen für erneuerbare Energien wird die Residuallast in vielen Stunden negativ und eine Herausforderung für das Stromsystem darstellen. Im ambitionierten Szenario ergibt sich ein Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch in Höhe von 80 %. Dies führt an 3.330 Stunden zu Situationen, bei denen die Einspeisung erneuerbarer Energien die Nachfrage übersteigt. Der Elektrolyseur wird in dieser Arbeit als eine Option gesehen, die in diesen Stunden zur Nutzung des Stroms eingesetzt werden kann. Aus Systemperspektive stehen allerdings noch eine Reihe weiterer Optionen zur Verfügung, deren Einsatz es weiterhin zu untersuchen gilt. Hierzu zählen z.B. der Netzausbau, die Energiespeicher oder auch die Flexibilisierung der Nachfrage z.B. durch Lastmanagement. Die Ergebnisse lassen den Schluss zu, dass diese Optionen bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien verstärkt eingesetzt werden müssen und dass ihr Beitrag zu deren Integration in das Energiesystem in weiteren Analysen vergleichend bewertet werden sollte.

Die Ergebnisse aus der Analyse der Leistungspreise am Sekundärregelleistungsmarkt lassen folgende Schlussfolgerungen zu:

Am Regelleistungsmarkt führen die aktuell diskutierten Änderungen der Ausschreibungsbedingungen tendenziell zu sinkenden Preisen. Eine Verkürzung der Produktlaufzeiten für die Sekundärregelleistungsvorhaltung kann preisdämpfend wirken, was anhand der Opportunitätskostenberechnung deutlich wird. Gleichzeitig ermöglichen die angedachten regulatorischen Änderungen mehr Teilnehmern das Anbieten von Regelleistung, darunter auch erneuerbare Energien, die zu niedrigen Preisen negative Regelleistung vorhalten können. Zunehmende Leistungspreise sind somit nur zu erwarten, wenn der Bedarf an Regelleistung stark zunimmt oder sich z.B. die Preise für Energieträger und CO₂-Zertifikate ändern.

Der Elektrolyseur ist für die Teilnahme am Regelleistungsmarkt gut geeignet und ist konkurrenzfähig zu konventionellen Einheiten. Der Elektrolyseur erfüllt u.a. aufgrund sei-

ner technischen Eigenschaften die Voraussetzungen für den Einsatz am Sekundärregelleistungsmarkt. Der Vergleich von konventionellen Erzeugungseinheiten und einem Elektrolyseur zeigt, dass insbesondere bei niedrigen Spotmarktpreisen beim Elektrolyseurbetrieb in der Regel geringere Opportunitätskosten für die Leistungsvorhaltung anfallen und er somit mit den anderen Marktteilnehmern konkurrieren kann.

Nehmen konventionelle Einheiten zukünftig weiterhin am Regelleistungsmarkt teil, beeinflussen sie primär die Leistungspreise der positiven Regelleistung, während erneuerbare Energien die Leistungspreise der negativen Regelleistung prägen. Da sich das Preisniveau am Spotmarkt auf die Opportunitätskosten konventioneller Erzeuger zur Vorhaltung von Regelleistung auswirkt, ergeben sich mit steigenden Spotmarktpreisen auch zunehmende Opportunitätskosten dieser Einheiten. Die erneuerbaren Energien haben hingegen unabhängig von der Spotmarktpreisentwicklung sehr niedrige Opportunitätskosten bei der negativen Regelleistungsvorhaltung und wirken somit preisdämpfend in diesem Markt. Für die Vorhaltung positiver Regelleistung eignen sich erneuerbare Energien weniger, so dass hier der Einfluss der konventionellen Einheiten stärker ist.

Die Wirtschaftlichkeitsbewertung des Elektrolyseurs führt zu folgenden Schlussfolgerungen:

Der Einsatz eines Elektrolyseurs wird nur unter ambitionierten Rahmenbedingungen wirtschaftlich. Die Wirtschaftlichkeitsbewertung zeigt, dass für einen kostendeckenden Betrieb eines Elektrolyseurs energiewirtschaftlich attraktive Rahmenbedingungen vorliegen oder auch ambitionierte Weiterentwicklungen bei der Elektrolysetechnologie erzielt werden müssen. Insbesondere muss die spezifische Investition in den Elektrolyseur deutlich gesenkt werden. Im ambitionierten Szenario, in dem ein wirtschaftlicher Betrieb möglich ist, beläuft sich diese Reduktion auf etwa 80 % im Vergleich zur heutigen Investition. Auf das Wirtschaftlichkeitsergebnis wirken sich des Weiteren der Wirkungsgrad, die Strombezugskosten und die Auslastung aus. Daneben ist der Marktwert für Wasserstoff entscheidend, der u.a. durch die Entwicklung der Wasserstoffgestehungskosten der Konkurrenztechnologien beeinflusst wird. Wenn hohe Anteile erneuerbarer Energien, starke Preisanstiege bei Energieträgern und CO₂-Zertifikaten und eine Reduktion der Kosten bei der Herstellung des Elektrolyseurs aufeinandertreffen, kann der Einsatz des Elektrolyseurs wirtschaftlich sein.

Zusätzliche Vermarktungsmöglichkeiten am Regelleistungsmarkt können sich positiv auf das Wirtschaftlichkeitsergebnis des Elektrolyseurbetriebs auswirken, sollten aber nicht allein den Ausschlag für eine Investition geben. Die höchsten Erlöse werden für den Elektrolyseurbetrieb durch eine Kombination von Wasserstoffproduktion und Regelleistungsvorhaltung erzielt. Für eine Teilnahme an mehreren Märkten spricht zudem, dass durch die Diversifikation das Investitionsrisiko stärker begrenzt werden kann. Gleichzeitig kann hieraus aber auch ein höherer Aufwand bei der Betriebsplanung resultieren. Generell sollte eine Investition nicht allein aufgrund von potentiell kostendeckenden Erlösen am Regelleistungsmarkt getätigt werden, da die Preisentwicklung insbesondere an diesem Markt mit erheblichen Unsicherheiten verbunden ist.

Die zentrale und großskalige Speicherung und Rückverstromung von Wasserstoff wird, wenn überhaupt, erst langfristig rentabel. Ein Wasserstoffspeicher, der sowohl bei der Herstellung von Wasserstoff als auch bei der Rückverstromung Verluste aufweist, hat einen geringen Gesamtwirkungsgrad von 30 bis 40 %. Damit solch ein System wirtschaftlich betrieben werden kann, sind hohe Preisspannen an der Börse nötig, die häufig auftreten müssen. Diese Rahmenbedingungen werden erst langfristig erwartet, wenn viele Wind- und Photovoltaik-Anlagen Strom einspeisen und gleichzeitig die Preise für Energieträger und CO₂-Zertifikate hoch sind. Allerdings konkurriert der Wasserstoffspeicher auch mit anderen Flexibilitätsoptionen und Speichersystemen, die höhere Wirkungsgrade aufweisen als ein Wasserstoffspeicher wie z.B. Pump- oder Batteriespeichersysteme. Diese Speicher werden zwar in der Regel kleiner dimensioniert als der Wasserstoffspeicher, können aber über Tage bis Wochen Energie speichern und decken damit einen Teil der Leistungen des Wasserstoffspeichers ab.

Soll die Elektrolyse mittelfristig vor dem Jahr 2030 zum Einsatz kommen, da z.B. ihr Einsatz für das Erreichen der Klimaziele unumgänglich wird, bedarf es hierfür gezielter Anreize. Die Bewertung zeigt, dass der Einsatz der Elektrolyse, wenn überhaupt, erst nach dem Jahr 2030 wirtschaftlich vorteilhaft gegenüber der Erdgasreformierung ist. Allerdings kann die Nutzung von Wasserstoff, der mittels Elektrolyse gewonnen wird, zur Minderung der CO₂-Emissionen beitragen, wenn der bezogene Strom zunehmend oder ausschließlich aus erneuerbaren Energien gewonnen wird. Soll die Elektrolyse aus diesem Grund Einsatz finden, können Investitionen z.B. durch eine gezielte Technologieförderung angereizt werden, um die fehlende Wirtschaftlichkeit auszugleichen. Denkbar wären ein finanzieller Zuschuss oder auch eine zeitweise Befreiung von Strompreisbestandteilen wie Umlagen, Abgaben, Entgelten oder Steuern. Alternativ sind auch regulatorische Änderungen denkbar, die generell den Einsatz flexibler Technologien im Strommarkt begünstigen.

Aus methodischer Sicht sind nachfolgende Schlussfolgerungen zu berücksichtigen:

Bei der Modellierung von Energiesystemen mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien ist es wichtig, positive und negative Spotmarktpreisspitzen abzubilden. In den vergangenen Jahren sind negative Preise an der Strombörse aufgetreten, die auf ein Stromüberangebot in den jeweiligen Stunden zurückzuführen sind. Bei einem starken Ausbau erneuerbarer Energien nehmen diese Situationen zu, so dass bei unzureichender Flexibilisierung des konventionellen Kraftwerksparks und der Nachfrage vermehrt negative Spotmarktpreise auftreten, wie diese Arbeit zeigt. Die Berücksichtigung negativer Preise hat auf die Wirtschaftlichkeitsbewertung eines Elektrolyseurs starken Einfluss und positive Preisspitzen sind für die Bewertung von Erzeugungseinheiten relevant. Daher sollten Modelle zur Strommarktsimulation diese Preisspitzen möglichst gut abbilden können. In Ergänzung dazu ist zudem die Konkurrenz um negative Preise auf der Nachfrageseite stärker in der Modellierung zu berücksichtigen.

Die Berücksichtigung einer hohen zeitlichen Auflösung der Strombörsenpreise hat starken Einfluss auf die Bewertung von Energietechnologien in einem System mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien. Der Vergleich von mittlerem und ambitioniertem Szenario zeigt, dass ein nahezu gleiches durchschnittliches Spotmarktpreisniveau erreicht wird trotz

unterschiedlicher Annahmen bei Energieträger- und CO₂-Zertifikatspreisen und der installierten Leistung erneuerbarer Energien. Die Verteilung der stündlich aufgelösten Preise ist jedoch sehr verschieden, so ist der Variationskoeffizient und damit die Schwankungsintensität im ambitionierten Szenario nahezu doppelt so hoch wie im mittleren Szenario. Im Gegensatz zur heutigen Situation, die sich durch ein niedriges Preisniveau mit geringer Streuung der Preise auszeichnet, kann somit zukünftig die Berechnung mit einem Durchschnittspreis, z.B. für die Bewertung von Energietechnologien, zu einer starken Verzerrung führen, insbesondere, wenn sie flexibel steuerbar und nicht das ganze Jahr durchgängig in Betrieb sind. Die Verwendung zeitlich höher aufgelöster Preise ist somit Voraussetzung für eine adäquate Bewertung.

Sollen mehrere Erlösmöglichkeiten für den Elektrolyseurbetrieb berücksichtigt werden, sind Wechselwirkungen zwischen den unterschiedlichen Betriebsweisen bei der Bewertung zu beachten. Der erstellte Optimierungsansatz zur Bewertung von Betriebskonzepten mit dem Elektrolyseur ist eigens für die vorliegende Fragestellung entwickelt. Er erlaubt es, Wechselwirkungen zu berücksichtigen, die auftreten, wenn der Betreiber den Elektrolyseur an verschiedenen Märkten einsetzt. Die Ergebnisse zeigen, dass bei Teilnahme an mehreren Märkten die Handlungsspielräume gegenseitig eingeschränkt werden. Dies kann den gleichen, aber auch die nachgelagerten Zeitschritte betreffen. Insofern sind Einschränkungen, die sich durch die Teilnahme an einem Markt für die anderen Handlungsoptionen ergeben, zu berücksichtigen und intertemporale Restriktionen sind abzubilden. Andernfalls kann das Erlöspotenzial falsch eingeschätzt werden.

Als generelles Ergebnis lässt sich aus den genannten Schlussfolgerungen festhalten, dass ein wirtschaftlicher Einsatz eines Elektrolyseurs zukünftig nur erreicht wird, wenn ein starker Ausbau erneuerbarer Energien sowie Preissteigerungen bei fossilen Energieträgern und CO₂-Zertifikaten mit einer Senkung der spezifischen Investition und einer Wirkungsgradsteigerung des Elektrolyseurs zusammentreffen. Die Teilnahme am Regelleistungsmarkt kann dabei die Wirtschaftlichkeit des Elektrolyseurs verbessern.

6.2 Kritische Würdigung des verwendeten Ansatzes

Allgemein stellt ein Modell ein Abbild eines Systems dar, das für die Modellierung vereinfacht und auf die wichtigsten Objekte und Zusammenhänge reduziert wird. Dementsprechend gilt es, die Ergebnisse der Modellierung immer in Abhängigkeit der getroffenen Annahmen zu interpretieren. In dieser Arbeit werden anhand eines Strommarktmodells zukünftige Entwicklungen im Strommarkt simuliert. Die darin getroffenen Annahmen, dass keine konkurrierenden, flexiblen Verbraucher neben dem Elektrolyseur zum Einsatz kommen und kein Austausch mit dem Ausland berücksichtigt ist, haben einen Einfluss auf die Resultate. Es werden hierdurch v.a. im ambitionierten Szenario extreme Ergebnisse erzielt, die sich z.B. in einer hohen Anzahl an Stunden mit negativer Residuallast und sehr niedrigen bzw. negativen Preisen widerspiegeln. Ansätze, die die Diffusion von anderen Flexibilitätsoptionen berücksichtigen, können hier auf eine geringere Stundenzahl

kommen. Auch würde die Berücksichtigung des Stromaustauschs mit den Nachbarstaaten dazu führen, dass durch den grenzüberschreitenden Stromhandel Ausgleichseffekte genutzt werden könnten und z.B. in manchen Stunden mit negativer Residuallast Strom aus Deutschland exportiert würde. Die Anzahl an Stunden mit negativer Residuallast und niedrigen bzw. negativen Spotmarktpreisen würde hierdurch gesenkt werden und der Flexibilitätsbedarf in Deutschland würde abnehmen. Begründet wird der gewählte Modellierungsansatz damit, dass der Betrieb eines Elektrolyseurs unter heutigen Rahmenbedingungen von der Wirtschaftlichkeit weit entfernt ist und daraus bereits abgeleitet werden kann, dass deutliche Veränderungen der Rahmenbedingungen nötig sind, um ein wirtschaftliches Ergebnis zu erzielen. Es stellt sich daher zum einen die Frage, wie solche Rahmenbedingungen aussehen müssten, in denen ein kostendeckender Betrieb erreicht wird. Zum anderen soll ermittelt werden, ab wann der Betrieb unter den gewählten Rahmenbedingungen *frühestens* rentabel werden kann. Durch die Berücksichtigung anderer Flexibilitätsoptionen würden die Rahmenbedingungen für den Elektrolyseureinsatz aufgrund der Konkurrenzsituation verschärft und der Einsatz würde sich erst bei noch ambitionierteren Rahmenbedingungen rentieren. Mit der isolierten Betrachtung des Elektrolyseurs wird der Zeitpunkt ermittelt, der bei einem verzögerten Einsatz konkurrierender flexibler Technologien den wirtschaftlichen Betrieb eines Elektrolyseurs ermöglicht. Gleiches gilt für die angenommene Befreiung von sämtlichen Entgelten, Umlagen und Abgaben, die nach derzeitiger Gesetzeslage nicht existiert. Auch hier würde die Berücksichtigung dieser Preisbestandteile zu höheren Strombezugskosten und einem schlechteren Wirtschaftlichkeitsergebnis des Elektrolyseurs führen. Diese Annahmen müssen somit bei der Interpretation der Ergebnisse beachtet werden.

Verschiedene Eingangsparameter basieren auf Vergangenheitswerten, so dass zukünftige Veränderungen mancher dieser Parameter nicht berücksichtigt sind. Die verwendeten Zeitreihen für die Last und die Einspeisung von Windkraft- und Photovoltaikanlagen werden aus historischen Daten abgeleitet. Damit bleiben zukünftige technische Verbesserungen, die zu einem geänderten Einspeiseverhalten der erneuerbaren Energien führen können, unbeachtet. Die Modellierung dieser Effekte ist sehr aufwändig, mit Unsicherheiten behaftet und überschreitet den Rahmen dieser Arbeit. Auf Nachfrageseite ist es wahrscheinlich, dass sich der Lastverlauf zukünftig ändert. Dies ist nicht nur auf den Einsatz neuer flexibler Verbraucher zurückzuführen, sondern kann auch gezielt durch eine Nachfragesteuerung (Demand Side Management) und durch den Einsatz effizienterer Technologien hervorgerufen werden. Die Nachfrageentwicklung ist in den Szenarien zwar in der jährlichen Gesamtnachfrage berücksichtigt, siehe Kapitel 5.2.1, jedoch entspricht der im Modell hinterlegte stündliche Verlauf der Nachfrage dem historischen Profil. Die Berücksichtigung eines geänderten Nachfrageverlaufs hätte insbesondere am Spot- und Regelleistungsmarkt Auswirkungen zur Folge. Da sich am Spotmarkt der Grenzpreis aus dem Schnittpunkt von Angebot und Nachfrage ergibt, wirkt sich eine geänderte stündliche Nachfrage direkt auf die Preisbestimmung aus. Bei zusätzlicher Nachfrage durch neue Verbraucher würde außerdem die Konkurrenz um niedrige Preise am Spotmarkt zu einem Preisanstieg führen und eine erhöhte Anbieterzahl am Regelleistungsmarkt würde preissenkend auf die Leistungspreise wirken. Beides würde sich in den Erlösen des

Elektrolyseurbetriebs bemerkbar machen, so dass die berechneten Erlöse als Obergrenze angesehen werden müssen.

In den hier zugrundeliegenden Szenarien ist ein starker Ausbau der erneuerbaren Energien unterstellt, der durch eine Ausweitung der Netzinfrastruktur begleitet werden muss. Dies ist mit erheblichen Investitionen verbunden und stößt in der Gesellschaft häufig auf Widerstand. Der unterstellten Annahme, dass in jedem Szenario ein ideal ausgebauten Netz vorliegt, steht somit entgegen, dass Verzögerungen oder Verhinderungen von Netzausbauprojekten auftreten können. Der Netzausbau kann aber ebenfalls als Flexibilitätsoption eingestuft werden, da durch die räumliche Vernetzung ein stärkerer Ausgleich von Angebot und Nachfrage erfolgen kann. Bei mangelndem Netzausbau würden kritische Netzsituationen wie Netzengpässe daher dazu führen, dass der Bedarf an anderen flexiblen Technologien steigt. Die Berücksichtigung eines verzögerten Netzausbaus könnte somit die Rahmenbedingungen für den Elektrolyseurbetrieb eher verbessern als verschlechtern.

Die Modellierung von zukünftigen Entwicklungen ist immer mit Unsicherheiten behaftet. Zum Teil wird den existierenden Unsicherheiten in dieser Arbeit mit der Bewertung verschiedener Szenarien und Sensitivitäten Rechnung getragen. Manche Unsicherheiten, die z.B. aus unerwarteten regulatorischen Änderungen oder Krisen resultieren, sind in der Arbeit jedoch nicht berücksichtigt. Auch die politische Abkehr von den Treibhausgasminderungszielen und dem damit verbundenen Ausbau erneuerbarer Energien wird in den Szenarien nicht aufgegriffen. Die Berücksichtigung sämtlicher denkbarer Entwicklungen führt jedoch zu einer großen Spannbreite bei den Ergebnissen und kann die Aussagekraft mindern, so dass immer eine Abwägung getroffen werden muss, welche Effekte berücksichtigt bzw. ausgeschlossen werden. Die Arbeit orientiert sich daher an Annahmen und Szenarien, die in der wissenschaftlichen Literatur in diesem Themenfeld vielfach diskutiert und aus heutiger Sicht als möglich erachtet werden.

Optimierungsansätze, die in der vorliegenden Arbeit zur Bestimmung des Elektrolyseureinsatzes und des Speicherbetriebs verwendet werden, unterstellen eine perfekte Vorausschau auf einen zeitlich begrenzten Zeithorizont. Insbesondere die Kenntnis über den zukünftigen Spotmarkt- und Regelleistungspreis ermöglicht in einem Optimierungsmodell eine Fahrweise, die in der Realität schwer umsetzbar ist. Somit geben die Ergebnisse das bestmögliche und damit optimale, aber nicht das wahrscheinlichste Ergebnis für den Betrieb wieder. Wird ein kostendeckender Betrieb nur knapp erreicht, ist demnach davon auszugehen, dass ohne optimale Voraussicht vermutlich keine Kostendeckung erzielt würde. Übersteigen die Erlöse jedoch deutlich die Kosten, ist dies ein Indiz dafür, dass auch in der Realität ein kostendeckender Betrieb erzielt werden kann.

6.3 Ausblick

Die im Rahmen der kritischen Würdigung aufgezeigten Punkte verdeutlichen, dass insbesondere bei der Modellierung Weiterentwicklungen möglich sind, die in zukünftigen

Arbeiten Berücksichtigung finden sollten. Wie beschrieben, kann eine vergleichende Bewertung mehrerer Flexibilitätsoptionen zeigen, wie der Elektrolyseur gegenüber anderen Technologien einzuordnen ist. Erste Veröffentlichungen zum Vergleich von Flexibilitätsoptionen bestehen bereits und greifen das Thema auf (vgl. z.B. Peek und Diels, 2016; Müller und Brunner, 2015; Byfield et al., 2015; Krzikalla et al., 2013). Sie beschränken sich aber oft auf ausgewählte Technologien oder einzelne Aspekte wie z.B. technische Charakteristika der untersuchten Optionen oder abstrahieren sehr stark. Zukünftige Arbeiten sollten hier stärker auf die wirtschaftliche Konkurrenz zwischen allen flexibel steuerbaren Technologien und Konzepten eingehen, wobei technische Aspekte und eine hohe zeitliche Auflösung zu berücksichtigen sind. Dies wird z.B. in dem Projekt REFLEX behandelt, das bis zum Jahr 2019 eine Analyse des europäischen Energiesystems unter der expliziten Berücksichtigung von Flexibilitätsoptionen durchführt (vgl. REFLEX, 2016). Mittels optimierender Ansätze ließe sich außerdem die kostenoptimale Zusammenstellung der Flexibilitätsoptionen bestimmen. Simulationsmodelle können aufzeigen, wie sich die Systemkosten verändern, wenn von diesem Pfad abgewichen wird. Allerdings steigt aufgrund der Wechselwirkungen zwischen dem Einsatz der Flexibilitätsoptionen auch die Komplexität des Modells.

Zunehmend relevant wird darüber hinaus die integrierte Betrachtung der verschiedenen Energiesektoren. Wie in dieser Arbeit aufgezeigt wird, gibt es Technologien, deren Einsatz nicht auf den Stromsektor begrenzt ist und die als Bindeglied zwischen mehrerer Sektoren fungieren. Gerade vor dem Hintergrund der Klimaziele ist eine stärkere Kopplung der Sektoren unumgänglich, da die Senkung der Treibhausgasmissionen in vielen Bereichen nur möglich ist, wenn zunehmend strombasierte Technologien zum Einsatz kommen, die mit Strom aus erneuerbaren Energien versorgt werden (vgl. ECF, 2010, S. 12). Beispiele hierfür sind der Einsatz von Elektrofahrzeugen im Verkehrssektor oder von direktelektrischen Heizungssystemen im Wärmesektor. Damit verbunden ist eine steigende Stromnachfrage, die auf Angebotsseite einen Zubau zusätzlicher Erzeugungskapazitäten erforderlich macht. Zu welchen Kosten die Umgestaltung in den einzelnen Energiesektoren und dem gesamten System möglich ist, und welche Synergieeffekte sich ergeben können, wenn ein Teil der Sektorkopplungsoptionen auch zur flexiblen Nachfragesteuerung geeignet ist, gilt es in weiteren Arbeiten zu untersuchen. Die Modellierung wird durch die Erweiterung der Systemgrenzen auf andere Sektoren umfangreicher und komplexer, so dass auch hier die Herausforderung besteht, das richtige Maß zwischen vereinfachenden Annahmen und möglichst realitätsnaher Modellierung zu finden.

Wie diese Arbeit an verschiedenen Stellen zeigt, haben regulatorische Änderungen starken Einfluss auf die Bewertung von Energietechnologien. Neue Gesetze oder Gesetzesänderungen, die das Strommarktdesign beeinflussen, sind zu erwarten und können sich auf die Preisgestaltung auswirken. Anreize für den Einsatz von Flexibilitätsoptionen können z.B. durch eine Änderung der Strompreisbestandteile geschaffen werden, was die variablen Kosten und letztendlich die Investitionsentscheidung beeinflussen würde. Dies ist auch für den Betrieb eines Elektrolyseurs von Relevanz. Der angedachte Abbau von Barrieren für den Marktzugang zum Regelleistungsmarkt sowie die Verkürzung von Produktlaufzeiten

hätten Konsequenzen für die Teilnehmerstruktur und das Preisniveau. Diese Änderungen sind für die Zukunft häufig schwer vorhersehbar und werden oft von politischen Interessen geleitet. Daher müssen aktuelle Entwicklungen beobachtet werden und bestehende Bewertungen von Energietechnologien entsprechend aktualisiert werden.

Techno-ökonomische Bewertungen von Energietechnologien beschränken sich häufig auf die Analyse quantitativer Daten und vernachlässigen Aspekte qualitativer Art, da diese oft nicht direkt in die Berechnungen integrierbar sind. Die Energiewende ist jedoch ein langwieriger Prozess, der durch die Gesellschaft mitgetragen werden muss. Ist die Akzeptanz von Technologien, aber auch von Transformationsprozessen nicht gegeben, können Verzögerungen oder sogar Abbrüche von Projekten auftreten (vgl. Schubert et al., 2015). Bereits heute werden Bürgerproteste gegen den Stromnetzausbau, Bauvorhaben für Pumpspeicher oder die unterirdische Speicherung von CO₂ organisiert, die teilweise auch starke Präsenz in den Medien haben. Solche Aspekte müssen in die Bewertung integriert werden und bei der Umsetzung von Forschungsprojekten entsprechend untersucht werden. Im Fall des Elektrolyseurs ist fraglich, wie die Gesellschaft auf die Nutzung von Wasserstoff reagiert. Hierzu liegen erste Erkenntnisse vor (vgl. HyTrust, 2013), so dass die Herausforderung besteht, diese in die quantitative Bewertung zu integrieren, z.B. beim Markthochlauf von Brennstoffzellenfahrzeugen oder der Bewertung von Wasserstoffspeichern. Daneben ist die Zahlungsbereitschaft der Nutzer für Wasserstoff ein wichtiger Faktor für die Wirtschaftlichkeitsbewertung. Liegt sie für Wasserstoff aus erneuerbaren Quellen höher als für konventionell hergestellten Wasserstoff, könnten sich Elektrolyseure früher gegenüber konkurrierenden Verfahren durchsetzen. Dies gilt es in zukünftigen Arbeiten zu berücksichtigen.

Literaturverzeichnis

- 50Hertz (2016). 50Hertz Transmission GmbH. Regelenergie, <http://www.50hertz.com/de/Maerkte/Regelenergie>, zuletzt geprüft am 24.02.2016. 17
- Adamek, F., Aundrup, T., Glaunsinger, W., Kleimaier, M., Landinger, H., Leuthold, M., Lunz, B., Moser, A., Pape, C., Pluntke, H., Rotering, N., Sauer, D. U., Sterner, M., und Wellßow, W. (2012). Energiespeicher für die Energiewende: Speicherungsbedarf und Auswirkungen auf das Übertragungsnetz für Szenarien bis 2050. Frankfurt a. M. 3, 4, 46, 166
- Afonso, P., Nunes, M., Paisana, A., und Braga, A. (2008). The influence of time-to-market and target costing in the new product development success. *International Journal of Production Economics*, 115(2), S. 559–568. 136
- Agentur für Erneuerbare Energien e.V. (2012). Studienvergleich: Entwicklung der Investitionskosten neuer Kraftwerke. 165, 166
- Agricola, A.-C., Seidl, H., Heuke, R., von Roon, S., Hinterstocker, M., und Eberl, B. (2014). Entwicklung der Erlösmöglichkeiten für Flexibilität auf dem Strommarkt. Berlin. 2, 46
- Albrecht, U., Altmann, M., Michalski, J., Raksha, T., und Weindorf, W. (2013a). Analyse der Kosten erneuerbarer Gase: Eine Expertise für den Bundesverband Erneuerbare Energien, den Bundesverband Windenergie und den Fachverband Biogas. Bochum. 4, 39, 40, 48, 138, 153, 154, 161
- Albrecht, U., Schmidt, P., Weindorf, W., Wurster, R., und Zittel, W. (2013b). Zukünftige Kraftstoffe für Verbrennungsmotoren und Gasturbinen: Eine Expertise für die Forschungsvereinigung Verbrennungskraftmaschinen e.V.(FVV). Frankfurt. 15
- Altmann, M., Bünger, U., Landinger, H., Pschorr-Schoberer, E., Raksha, T., Wurster, R., und Zerta, M. (2014). Die Rolle von Wasserstoff in der Energiewende. Stuttgart. 29, 30
- Ambec, S. und Lanoie, P. (2008). Does it pay to be green? A systematic overview. *The Academy of Management Perspectives*, 22(4), S. 45–62. 44
- Ammermann, H., Hoff, P., Atanasiu, M., Aylor, J., Kaufmann, M., und Tisler, O. (2015). Advancing Europe’s energy systems: Stationary fuel cells in distributed generation: A study for the Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking. Publications Office of the European Union, Luxembourg. 29, 153
- Ammon, M., Leiss, A., Kleinschmidt, L., Schmickler, P., und Graus, M. (2014). Studie zur Optimierung des Gesamtsystems der Flexibilitätsoptionen im Energiesektor in Sachsen-Anhalt unter besonderer Berücksichtigung von Speichern. Bonn. 46, 47, 48

- Badenhop, T. (2014). Brennstoffzellen in der Hausenergieversorgung. In Töpler, J. und Lehmann, J. (Hg.), *Wasserstoff und Brennstoffzelle: Technologien und Marktperspektiven*, S. 133–146. Springer Vieweg. 30
- BAFA (2016). Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle. Merkblatt für stromkostenintensive Unternehmen 2016. Eschborn. 11
- Bajohr, S., Götz, M., Graf, F., und Ortloff, F. (2011). Speicherung von regenerativ erzeugter elektrischer Energie in der Erdgasinfrastruktur. *gwf-Gas Erdgas*, (04), S. 200–210. 39, 40
- Ball, M., Weindorf, W., und Bünger, U. (2009). Hydrogen production. In Ball, M. und Wietschel, M. (Hg.), *The hydrogen economy*, S. 277–308. Cambridge University Press. 3, 25, 33, 34, 35, 36, 39, 40
- Baumann, C., Geschermann, K., Grote, F., Hüttenrauch, J., Köppel, W., Moser, A., Müller-Syring, G., Steffens, P., Stötzel, M., Zdrallek, M., und Zöllner, S. (2015). Nutzen der Power-to-Gas-Technologie zur Entlastung der 110-kV-Stromverteilungsnetze: Abschlussbericht der wissenschaftlichen Studie DVGW G 3/03/12-ERG. Aachen, Freiberg, Karlsruhe, Wuppertal. 39, 40, 48, 138
- Bayerisches Landesamt für Umwelt (2016). Mischpult „Energimix Bayern vor Ort“ Information zur Berechnung: Energie-Atlas Bayern. Augsburg. 36
- BDEW (2015a). Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.. BDEW-Kraftwerkliste: Anlage zur BDEW-Pressinformation vom 13. April 2015 zur Hannover Messe 2015. Berlin. 88, 89, 128
- BDEW (2015b). Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.. Industriestrompreise: Ausnahmeregelungen bei Energiepreisbestandteilen (Aktualisierte Fassung). Berlin. 21
- BDEW (2015c). Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.. Netto-Elektrizitätsverbrauch nach Verbrauchergruppen in 1991 bis 2013, https://www.bdew.de/internet.nsf/id/de_energiedaten, zuletzt geprüft am 14.03.2015. 81, 82
- BDEW (2015d). Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.. Netto-Erzeugung in Deutschland nach Energieträgern 2000 bis 2013 in GWh, https://www.bdew.de/internet.nsf/id/de_energiedaten, zuletzt geprüft am 08.10.2015. 87
- Berndt, H., Hermann, M., Kreye, H. D., Reinisch, R., Scherer, U., und Vanzetta, J. (2007). *TransmissionCode 2007: Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber*. 96
- BMVBS (2013). Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung. Die Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie der Bundesregierung (MKS): Energie auf neuen Wegen. Berlin. 2, 3, 26, 27
- BMWi (2015a). Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie. *Energiedaten: Gesamtausgabe*, letzte Aktualisierung am 16.03.2015. Berlin. 11, 19, 25, 28, 42, 82, 83, 121

- BMWi (2015b). Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie. Ein Strommarkt für die Energiewende: Ergebnisrapport des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch). Berlin. 4, 7, 20, 22, 23, 94, 97, 113, 114
- BMWi (2015c). Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. EEG-Novelle 2016: Eckpunktepapier. Berlin. 11
- BMWi (2016a). Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Das Erneuerbare-Energien-Gesetz: Erneuerbares Energien Gesetz 2000 (EEG 2000), https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Dossier/eeg.html?cms_docId=71110, zuletzt geprüft am 25.02.2016. 10
- BMWi (2016b). Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Das Erneuerbare-Energien-Gesetz: Stromeinspeisegesetz vom 7.12.1990, https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Dossier/eeg.html?cms_docId=72462, zuletzt geprüft am 25.02.2016. 10
- BMWi und BMU (2010). Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie and Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Berlin. 1, 10
- BNetzA (2015). Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Kraftwerksliste, Stand 01.06.2015, http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html, zuletzt geprüft am 10.11.2013. 81, 128
- BNetzA (2015a). Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Entwicklung der Redispatchmaßnahmen im Übertragungsnetz: Eingriffshäufigkeit in Stunden, Stand 07.12.2015, http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Stromnetze/Engpassmanagement/Redispatch/redispatch-node.html, zuletzt geprüft am 17.02.2016. 12
- BNetzA (2015b). Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas Telekommunikation, Post und Eisenbahnen und Bundeskartellamt. Monitoringbericht 2015. Bonn. 12, 16, 17, 18, 20, 21
- BNetzA (2015c). Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. BK6-15-158, BK6-15-159, http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1421/DE/Service-Funktionen/Beschluss-kammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6-GZ/2015/2015_0001bis0999/BK6-15-158/BK6-15-158_Verfahrenseroeffnung.html, zuletzt geprüft am 02.03.2016. 23
- BNetzA (2016). Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas Telekommunikation, Post und Eisenbahnen und Bundeskartellamt. Monitoringbericht 2016. Bonn. 12
- Bolle, F.-W., Genzowsky, K., Gredigk-Hoffmann, S., Reinders, M., Riße, H., Schröder, M., Steinke, M., Wöffen, B., Illing, F., Jagermann, P., Schmelz, K.-G., und Schulte, P. (2012). WaStraK NRW „Einsatz der Wasserstofftechnologie in der Abwasserbeseitigung-Phase I: Band I: Kompendium Wasserstoff. Aachen. 40, 48, 161

- Boßmann, T. (2015). The contribution of electricity consumers to peak shaving and the integration of renewable energy sources by means of demand response. Dissertation, Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Stuttgart. 20, 127
- Böttger, D. und Bruckner, T. (2015). Market design improvements in the German balancing power market - A fundamental model analysis. In *Enerday 2015* (Hg.), 10th Conference on Energy Economics and Technology. 70, 102, 103, 109, 115
- Brauns, S., Jansen, M., Jost, D., Siefert, M., Speckmann, M., und Widdel, M. (2014). *Regelenergie durch Windkraftanlagen: Abschlussbericht*. Kassel. 97
- Brown, T., Stephens-Romero, S., und Samuelson, G. S. (2012). Quantitative analysis of a successful public hydrogen station. *International Journal of Hydrogen Energy*, 37(17), S. 12731–12740. 46
- Brückl, O. (2006). *Wahrscheinlichkeitstheoretische Bestimmung des Regel- und Reserveleistungsbedarfs in der Elektrizitätswirtschaft*. Dissertation, Universität München. 65
- Brunner, C., Michaelis, J., und Möst, D. (2015). Competitiveness of Different Operational Concepts for Power-to-Gas in Future Energy Systems. *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 39(4), S. 275–293. 3, 31, 32, 137, 139, 145, 149
- Brunner, C. und Möst, D. (2015). The impact of different flexibility options on future electricity spot prices in Germany. In *Conference on the European Energy Market* (Hg.), 12th International Conference on the European Energy Market. 143, 168
- Brunner, C. und Teufel, F. (2013). The Competition of Different Measures to Increase Flexibility in Energy Systems with a High Share of Fluctuating Renewable Energy Sources. *Green*, 3(1), S. 59–67. 64
- Bucksteeg, M., Niesen, L., Himmes, P., Schober, D., Weber, C., Baumgart, B., Plöger, T., Willemsen, D., Nailis, D., Schuffelen, L., und Bittner, M. (2014). *Marktdesign für zukunftsfähige Elektrizitätsmärkte unter besonderer Berücksichtigung der vermehrten Einspeisung von erneuerbaren Energien - DESIRE-*. Essen, Aachen. 95, 103
- Bundesregierung (2015). *Entwurf eines Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz)*. Berlin. 20, 22, 23
- Bundestag (2010). *Deutscher Bundestag. Primärregelleistung in Deutschland: Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Ingrid Nestle, Hans-Josef Fell, Bärbel Höhn, weiterer Abgeordneter und der Fraktion Bündnis 90/Die Grünen: Drucksache 17/2904*. Berlin. 70
- Bünger, U., Landinger, H., Pschorr-Schoberer, E., Schmidt, P., Weindorf, W., Jöhrens, J., Lambrecht, U., Naumann, K., und Lischke, A. (2014). *Power-to-Gas (PtG) im Verkehr: Aktueller Stand und Entwicklungsperspektiven*. München, Heidelberg, Leipzig, Berlin. 3, 27, 161
- Bünger, U. und Weindorf, W. (2011). *Well-to-Wheel Analyse von Elektrofahrzeugen: Studie für das Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag (TAB)*. 39, 40

- Burger, M., Klar, B., Müller, A., und Schindlmayr, G. (2004). A spot market model for pricing derivatives in electricity markets. *Quantitative Finance*, 4(1), S. 109–122. 62
- Buttler, A., Hentschel, J., Kahlert, S., und Angerer, M. (2015). Statusbericht Flexibilitätsbedarf im Stromsektor: Eine Analyse der aktuellen marktwirtschaftlichen und technischen Herausforderungen an Speicher und Kraftwerke im Zuge der Energiewende. München. 13, 14, 15, 19
- Byfield, S., Vetter, D., Erlach, B., Lunz, B., und Merzkirch, M. (2015). Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050: Stabilität im Zeitalter der erneuerbaren Energien. München. 2, 4, 14, 15, 46, 185
- Calovini (2016). Calovini GmbH. callux: Praxistest Brennstoffzelle fürs Eigenheim, <http://www.callux.net/home.Callux.html>, zuletzt geprüft am 11.02.2016. 30
- Capros, P., de Vita, A., Tasios, N., Papadopoulos, D., Siskos, P., Apostolaki, E., Zampara, M., Paroussos, L., Fragiadakis, K., Kouvaritakis, N., Höglund-Isaksson, L., Winiwater, W., Purohit, P., Böttcher, H., Frank, S., Havlík, P., Gusti, M., und Witzke, H. P. (2013). EU Energy, Transport and GHG Emissions - Trends to 2050: Reference Scenario 2013. 29
- Carapellucci, R. und Giordano, L. (2012). Modeling and optimization of an energy generation island based on renewable technologies and hydrogen storage systems. *International Journal of Hydrogen Energy*, 37(3), S. 2081–2093. 48
- CARMEN (2015). Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk e.V.. Preisentwicklung bei Waldhackschnitzeln - der Energieholz-Index, <http://www.carmen-ev.de/infothek/preisindizes/hackschnitzel/jahresmittelwerte>, zuletzt geprüft am 03.03.2016. 42
- Cerbe, G., Dehli, M., Eibe Kätelhön, J., Kleiber, T., Kuck, J., Lendt, B., Mischner, J., Mundus, B., Pietsch, H., Spohn, D., und Thielen, W. (2008). Grundlagen der Gastechnik: Gasbeschaffung - Gasverteilung - Gasverwendung. Carl Hanser Verlag, München, Wien, 7 Auflage. 39
- Coles, S. (2001). An introduction to statistical modeling of extreme values. Springer series in statistics. Springer, London and New York. 74
- Consentec GmbH (2014). Beschreibung von Regelleistungskonzepten und Regelleistungsmarkt. Aachen. 17, 18, 93, 94, 96, 98, 104
- Contini, V., Eubanks, F., Jansen, M., George, P., und Mansouri, M. (2015). 2015 Annual Progress Report: V.F.6 Stationary and Emerging Market Fuel Cell System Cost Analysis - Primary Power and Combined Heat and Power Applications. 153
- Crotogino, F. und Hamelmann, R. (2007). Wasserstoff-Speicherung in Salzkavernen zur Glättung des Windstromangebots. In Fachhochschule Stralsund (Hg.), 14. Symposium Nutzung Regenerativer Energiequellen und Wasserstofftechnik, S. 11–17. 31

- Daimler (2013). Daimler AG. Mehr Schub für die Brennstoffzellentechnologie: strategische Kooperation der Daimler AG und Renault-Nissan Allianz trifft Abkommen mit Ford, Pressemitteilung vom 28.01.2013, <https://www.daimler.com/dokumente/investoren/nachrichten/kapitalmarktmeldungen/daimler-ir-release-de-20130128-3.pdf>, zuletzt geprüft am 30.01.2017. 28
- Dallinger, D. (2013). Plug-in electric vehicles integrating fluctuating renewable electricity. Dissertation, Universität Kassel, Kassel. 56
- Däuper, O. und Zenke, I. (2015). Preise und Preisgestaltung in der Energiewirtschaft. De Gruyter, Berlin. 50
- Decourt, B. (2014). Hydrogen-Based Energy Conversion: More Than Storage: System Flexibility. SBC Energy Institute, Paris. 3
- dena (2010). Deutsche Energie-Agentur GmbH. Kurzanalyse der Kraftwerksplanung in Deutschland bis 2020: Annahmen, Ergebnisse und Schlussfolgerungen. Berlin. 81
- dena (2016). Deutsche Energie-Agentur GmbH. Strategieplattform Power to Gas: Pilotprojekte, http://www.powertogas.info/roadmap/pilotprojekte-im-ueberblick/?no_cache=1, zuletzt geprüft am 09.03.2016. 3
- Dengel, A. (2013). P2G als Instrument zur Portfolioergänzung im Bereich dezentraler Energiewandlung? In Fachhochschule Stralsund (Hg.), 20. Symposium Nutzung Regenerativer Energiequellen und Wasserstofftechnik. 40
- Deutsche Übertragungsnetzbetreiber (2014a). Netzentwicklungsplan Strom 2014: Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart. 120
- Deutsche Übertragungsnetzbetreiber (2014b). Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2014: Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart. 120
- Deutsche Übertragungsnetzbetreiber (2015a). Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, <http://www.netztransparenz.de/de/Transparenzanforderungen.htm>, zuletzt geprüft am 01.02.2015. 82, 107
- Deutsche Übertragungsnetzbetreiber (2015b). Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung, <https://www.regelleistung.net>, zuletzt geprüft am 09.10.2015. 92, 93, 94, 99, 110, 135
- Deutsche Übertragungsnetzbetreiber (2015c). Anforderungen an die Speicherkapazität bei Batterien für die Primärregelleistung. 96
- Dieckhoff, C., Byfield, S., Appelrath, H.-J., Fishedick, M., Grunwald, A., Höffler, F., Mayer, C., und Weimer-Jehle, W. (2014). Zur Interpretation von Energieszenarien. Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft. acatech [u.a.], München. 58, 119
- Dittmer, C. M. (2012). Bedarfsgerechter Einsatz von Biogasanlagen im Rahmen der Energiewende. Bachelorthesis, Hochschule für Angewandte Wissenschaften, Hamburg. 102

- Doetsch, C., Grevé, A., Hochloff, P., von Appen, J., Trost, T., Gerhardt, N., Puchta, M., Jentsch, M., Schreiber, M., Rohrig, K., Meyer, B., Wendorff, M., Hashemi, A., und Kanngießer, A. (2014). Metastudie "Energiespeicher". 14, 32, 166
- Dünnebeil, F. und Keller, H. (2016). GHG Mitigation Potential of European Rolling Resistance Labelling and Phase-out Scheme for Heavy-Duty Truck Tyres: Technical Report. 28
- Dütschke, E., Schneider, U., Peters, A., Paetz, A.-G., und Jochem, P. (2011). Moving towards more efficient car use-what can be learnt about consumer acceptance from analysing the cases of LPG and CNG. In ECEEE 2011 Summer Study (Hg.), Proceedings of the 2011 ECEEE summer study, S. 1939–1950. 28
- Dütschke, E., Schumann, D., und Pietzner Katja (2015). Chances for and Limitations of Acceptance for CCS in Germany. In Liebscher, A. und Münch, U. (Hg.), Geological Storage of CO₂ – Long Term Security Aspects, S. 229–245. Springer International Publishing. 137
- DVGW (2011). Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.. Weißdruck Arbeitsblatt G 262: Nutzung von Gasen aus regenerativen Quellen in der öffentlichen Gasversorgung. 31
- DVGW (2015). Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.. Blaubuch ErdGas: Zur Rolle des Gases in zukünftigen Energiesystemen. Berlin. 31
- DW (2014). Deutsche welle. "batterie ist günstiger als kohlekraft", interview mit philip hiersemenzel, presssprecher der younicos ag, <http://www.dw.com/de/batterie-ist-günstiger-als-kohlekraft/a-17925864>, veröffentlicht am 16.09.2014, zuletzt geprüft am 30.01.2017. 136
- e-mobil BW (2012). Energieträger der Zukunft: Potenziale der Wasserstofftechnologie in Baden-Württemberg. Stuttgart. 35, 37, 38
- ECF (2010). European Climate Foundation. Roadmap 2050: a practical guide to a prosperous, low-carbon Europe. 26, 185
- EEX (2016). European Energy Exchange. Börsenordnung der EEX: Version 0035a. Leipzig. 16, 64
- Ehret, O. (2012). Evolution of Hydrogen Infrastructure in Germany: Transport and Energy Storage. Vortrag am 17.04.2012. International Energy Agency (IEA) Hydrogen Implementing Agreement (HIA) Task 28, Oslo. 28
- Eichseder, H. und Klell, M. (2012). Wasserstoff in der Fahrzeugtechnik: Erzeugung, Speicherung, Anwendung. Vieweg+Teubner Verlag, Wiesbaden. 25, 27
- EnergyMonitor (2016). Day Ahead und Intraday Preise, http://www.energymonitor.at/de/power/exchange/intraday/intraday_prices_vs_hour, zuletzt geprüft am 24.02.2016. 18

- ENTSO-E (2010). European Network of Transmission System Operators for Electricity. Load and consumption data: Specificities of member countries, https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/ce/Load_and_Consumption_Data.pdf, zuletzt geprüft am 01.02.2015. 82
- ENTSO-E (2014). European Network of Transmission System Operators for Electricity. Consumption Data, <https://www.entsoe.eu/data/data-portal/consumption/Pages/default.aspx>, zuletzt geprüft am 15.07.2014. 81
- Enzensberger, N. (2003). Entwicklung und Anwendung eines Strom- und Zertifikatmarktmodells für den europäischen Energiesektor, Band 159 der Fortschritt-Berichte VDI Reihe 16, Technik und Wirtschaft. VDI-Verlag, Düsseldorf. 56, 83
- EPEX SPOT (2015a). Negative Preise: Häufig gestellte Fragen, http://www.epexspot.com/de/Unternehmen/grundlagen_des_stromhandels/negative_preise, zuletzt geprüft am 11.02.2015. 50
- EPEX SPOT (2015b). 2014 power trading volumes grow by 10.4 %: Press Release, 13.01.2015. 50, 78
- EPEX SPOT (2015c). Market Data: Day-ahead auction, <http://www.epexspot.com/de/marktdaten/dayaheadauktion>, zuletzt geprüft am 18.02.2016. 13, 83, 132
- EPEX SPOT (2016). EPEX SPOT reaches in 2015 the highest spot power exchange volume ever, , veröffentlicht am 08.01.2016. 18
- ESA² GmbH (2016). Energy Systems Analysis Associates - ESA² GmbH. Models, <http://esa2.eu/de/models>, zuletzt geprüft am 06.04.2016. 55, 56
- Europäische Kommission (2016). Paris Agreement, http://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris/index_en.htm, zuletzt aktualisiert am 07.03.2016, zuletzt geprüft am 09.03.2016. 1, 122, 125
- Felberbauer, K. P., Kloess, M., Jungmeier, G., Haas, R., Könighofer, K., Prügler, W., Pucker, J., Rezania, R., Beermann, M., und Wenzel, A. (2012). Energiespeicher der Zukunft: Energiespeicher für erneuerbare Energie als Schlüssel-Technologie für zukünftige Energiesysteme. Graz, Wien. 166
- Ferrari, C., Offinger, S., Schier, M., Philipps, F., Widenhorn, A., Henke, M., Philipp, U., Wolany, A., Rinderknecht, F., und Reichert, S. (2012). Studie zu Range Extender Konzepten für den Einsatz in einem batterieelektrischen Fahrzeug - REXEL. Stuttgart. 29
- Fraunhofer ISI (2017). Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI. enertile, Computational analysis of Electricity markets and infrastructure, <http://www.enertile.eu/enertile-en/>, zuletzt geprüft am 21.01.2017. 56
- Funke, S. und Plötz, P. (2014). A Comparison of Different Means to Increase Daily Range of Electric Vehicles: The Potential of Battery Sizing, Increased Vehicle Efficiency and Charging Infrastructure. In Institute of Electrical and Electronics Engineers (Hg.), Vehicle Power and Propulsion Conference (VPPC), S. 1–6. 27

- Fürstenwerth, D., Waldmann, L., Sterner, M., Thema, M., Eckert, F., Moser, A., Schäfer, A., Drees, T., Rehtanz, C., Häger, U., Kays, J., Seack, A., Sauer, U., Leuthold, M., und Stöcker, P. (2014). Stromspeicher in der Energiewende: Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz. Berlin. 6, 40, 47, 48, 52, 120, 138, 153
- Gebrekiros, Y., Doorman, G., Jaehnert, S., und Farahmand, H. (2015). Reserve procurement and transmission capacity reservation in the Northern European power market. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 67, S. 546–559. 102
- Geman, H. und Roncoroni, A. (2006). Understanding the Fine Structure of Electricity Prices. *The Journal of Business*, 79(3), S. 1225–1261. 62
- Genoese, F. (2013). Modellgestützte Bedarfs- und Wirtschaftlichkeitsanalyse von Energiespeichern zur Integration erneuerbarer Energien in Deutschland. Dissertation, Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Karlsruhe. 19, 30, 54, 55, 56, 58, 66, 67, 86, 88, 104, 131, 166
- Genoese, F. (2015). Wasserstoffspeicherkraftwerke. In Wietschel, M., Ullrich, S., Markewitz, P., Schulte, F., und Genoese, F. (Hg.), *Innovative Energietechnologien für die Zukunft*, S. 245–266. Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH. 32, 36, 37, 39, 40
- Genoese, F., Genoese, M., und Wietschel, M. (2010). Occurrence of negative prices on the German spot market for electricity and their influence on balancing power markets. In IEEE (Hg.), *Proceedings of the 7th International Conference on the European Energy Market*, S. 1–6. 60, 61
- Genoese, M. (2010). Energiewirtschaftliche Analysen des deutschen Strommarkts mit agentenbasierter Simulation. Dissertation, Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Baden-Baden. 50, 55, 56, 59, 65, 66, 81, 82, 83, 88
- Genoese, M., Möst, D., und Fichtner, W. (2009). Agentenbasierte Simulation zur Messung von Marktmacht. In Möst, D., Fichtner, W., und Grunwald, A. (Hg.), *Energiesystemanalyse*, S. 139. KIT Scientific Publishing. 59
- Gerhardt, N., Richts, C., Hochloff, P., Müller, T., Hilpert, J., Antoni, O., und Schulz, W. (2014). Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien. Kassel, Würzburg, Bremen. 138
- Gnann, T. (2015). Market diffusion of plug-in electric vehicles and their charging infrastructure. Dissertation, Karlsruher Institut für Technologie, Karlsruhe. 26, 46
- Götz, P., Henkel, J., Lenck, T., und Lenz, K. (2014). Negative Strompreise: Ursachen und Wirkungen: Eine Analyse der aktuellen Entwicklungen und ein Vorschlag für ein Flexibilitätsgesetz. Berlin. 13, 60, 61
- Graichen, P., Kleiner, M., und Podewils, Ch. (2016). Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2015. Berlin. 11

- Grave, K., Hazarat, M., Boeve, S., von Blücher, F., Bourgault, C., Bader, N., Breitschopf, B., Friedrichsen, N., Arens, M., Aydemir, A., Pudlik, M., Duscha, V., Ordóñez, J., Lutz, C., Großmann, A., und Flaute, M. (2015). Stromkosten der energieintensiven Industrie: Ein internationaler Vergleich. Berlin. 21, 22
- Greene, D. L., Leiby, P. N., James, B., Perez, J., Melendez, M., Milbrandt, A., Unnasch, S., Rutherford, D., und Hooks, M. (2008). Analysis of the transition to hydrogen fuel cell vehicles and the potential hydrogen energy infrastructure requirements. Washington. 46
- Gurobi Optimization, Incorporated (2015). Gurobi Optimizer Reference Manual, <http://www.gurobi.com>, zuletzt geprüft am 11.02.2015. 73, 152
- H2 Mobility (2016). H2 Mobility Deutschland GmbH & Co. KG. H2 Mobility: Wasserstoff tanken, <http://www.h2-mobility.de>, zuletzt geprüft am 10.02.2016. 27
- Haller, M., Loreck, C., und Graichen, V. (2015). Die Entwicklung der EEG-Kosten bis 2035: Kurzstudie. Berlin. 139
- Hamilton, J. D. (1989). A new approach to the economic analysis of nonstationary time series and the business cycle. *Econometrica: Journal of the Econometric Society*, 57(2), S. 357–384. 61, 62
- Hannig, F., Smolinka, T., Bretschneider, P., Nicolai, S., Krüger, S., Meißner, F., und Voigt, M. (2009). Stand und Entwicklungspotenzial der Speichertechniken für Elektroenergie - Ableitung von Anforderungen an und Auswirkungen auf die Investitionsgüterindustrie. 4, 46, 95
- Hartmann, N., Eltrop, L., Bauer, N., Salzer, J., Schwarz, S., und Schmidt, M. (2012). Stromspeicherpotenziale für Deutschland. Stuttgart. 3, 31, 46
- Harvey, S. M. und Hogan, W. W. (2001). Market power and withholding. Harvard University, Cambridge, Massachusetts. 65
- Hentschel, J. (2014). Potenziale nachhaltiger Power-to-Gas Kraftstoffe aus Elektrizitätsüberschüssen im Jahr 2030. Dissertation, Berlin. 28
- Hermann, H., Emele, L., und Loreck, C. (2014). Prüfung der klimapolitischen Konsistenz und der Kosten von Methanisierungsstrategien. Berlin. 39, 40, 48, 138, 153
- Hettesheimer, T., Hummen, T., Marscheider-Weidemann, F., Schröter, M., Lerch, C., Stahlberger, M., und Heussler, A. (2013). Energiespeicher Monitoring für die Elektromobilität (EMOTOR): Bericht zur Produktion und Ökobilanzierung. Karlsruhe. 41
- Hey, B. (2012). Power-to-Gas als Möglichkeit zur Speicherung eines Energieüberangebots und als Bestandteil eines flexiblen Demand Side Managements. Masterthesis, Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg, Hamburg. 4, 47, 48, 98, 106
- Hirth, L. und Ziegenhagen, I. (2013a). Wind, Sonne und Regelleistung. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 63(10), S. 59–61. 95, 97

- Hirth, L. und Ziegenhagen, I. (2013b). Control Power and Variable Renewables: A Glimpse at German Data, FEEM Working Paper No. 46.2013. Nota di Lavoro, Fondazione Eni Enrico Mattei (FEEM). 93, 95, 99, 104, 105
- Hobohm, J., Koepf, M., Krampe, L., Mellahn, S., Peter, F., und Sakowski, F. (2011). Bedeutung der Braunkohle in Ostdeutschland. Berlin. 83
- Höfling, H., Capota, M., und Jachmann, H. (2013). Dynamische Simulation der Ausbauszenarien für erneuerbare Stromversorgung in Baden-Württemberg bis 2050 nach dem Gutachten zur Vorbereitung eines Klimaschutzgesetzes (SimBW): Speicherbedarf in Deutschland und Baden-Württemberg. Stuttgart. 14
- Höfling, H., Klobasa, M., Haendel, M., Eßer-Frey, A., Ragwitz, M., Jachmann, H., Musiol, F., Tersteegen, B., Maurer, C., Greinacher, D., und Günther, R. (2015). Negative Preise auf dem Stromgroßhandelsmarkt und Auswirkungen von § 24 EEG: Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. 50, 51, 52, 59, 60, 61
- Höhlzwitter, M. (2009). Extremwerte II - Peak over Threshold (POT): Interdisziplinäre Seminararbeit. 74
- Huisman, R. und Mahieu, R. J. (2001). Regime Jumps in Electricity Prices. ERIM Report Series Research in Management, (ERS-2001-48-F&A). 61, 62
- Hundt, M., Barth, R., Sun, N., Brand, H., und Voß, A. (2010). Herausforderungen eines Elektrizitätsversorgungssystems mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien. Stuttgart. 3, 4, 46, 106, 107
- HyTrust (2013). 10 Kernthesen zur Akzeptanz der Wasserstoffmobilität in der Bevölkerung Deutschlands. Berlin. 186
- Hyundai (2016). Hyundai Motor Deutschland GmbH. ix35 Fuel Cell, <http://www.hyundai.de/Modelle/Alle-Modelle/ix35-Fuel-Cell.html>, zuletzt geprüft am 10.02.2016. 28
- Icha, P. (2016). Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 bis 2015. Dessau-Roßlau. 26, 27, 88, 89
- IEA (2014). International Energy Agency. World Energy Outlook 2014. Organization for Economic Co-operation and Development (OECD), Paris. 120
- IEA (2015). International Energy Agency. Technology Roadmap: Hydrogen and Fuel Cells. Paris. 3, 39, 40, 153
- IEC (2011). International Electrotechnical Commission. Electrical Energy Storage: White Paper. Geneva. 3
- IEE (2015). Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik. Windmonitor: Offshore-Windstromertrag in Deutschland, <http://windmonitor.iee.fraunhofer.de>, zuletzt geprüft am 01.7.2018. 82, 121

- IEE (2016). Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik. Windmonitor: Strompreise in Deutschland, http://windmonitor.iee.fraunhofer.de/windmonitor_de/1_wind-im-strommix/1_energiewende-in-deutschland/3_Strompreis/, zuletzt geprüft am 01.07.2018. 49
- IHS (2015). Information Handling Services. Chemical Economics Handbook Hydrogen, Stand Juni 2015, <https://www.ihs.com/products/hydrogen-chemical-economics-handbook.html>, zuletzt geprüft am 10.02.2016. 26
- James, B., Houchins, C., Moton, J., und DeSantis, D. (2015). 2015 Annual Progress Report: IV.A.2 Hydrogen Storage Cost Analysis. 153
- Jentsch, M., Trost, T., und Sterner, M. (2014). Optimal Use of Power-to-Gas Energy Storage Systems in an 85% Renewable Energy Scenario. *Energy Procedia*, 46, S. 254–261. 4, 14, 46, 48
- Joest, S., Fichtner, M., Bunger, W. M., und Merten, S. (2009). Woher kommt der Wasserstoff in Deutschland bis 2050? 28, 30, 46, 48
- Jordan, T. (2007). Skript zur Vorlesung über Wasserstofftechnologie. Institut für Kern- und Energietechnik Forschungszentrum Karlsruhe GmbH. 39
- Karl, J. (2012). Dezentrale Energiesysteme: Neue Technologien im liberalisierten Energiemarkt. Oldenbourg Wissenschaftsverlag GmbH, München, 3. überarbeitete und erweiterte Auflage. 39, 41
- Kasten, P., Black, R., Loreck, C., Hacker, F., und Forin, S. (2013). Strombasierte Kraftstoffe im Vergleich - Stand heute und die Langfristperspektive: Aktualisierte Fassung. Freiburg. 15, 29, 39
- Keles, D. (2013). Uncertainties in energy markets and their consideration in energy storage evaluation. Dissertation, Karlsruher Institut für Technologie, Karlsruhe. 60, 61, 62, 74, 78, 79
- Keles, D., Genoese, M., Möst, D., und Fichtner, W. (2012). Comparison of extended mean-reversion and time series models for electricity spot price simulation considering negative prices. *Energy economics*, 34(4), S. 1012–1032. 75
- Klell, M. (2005). Alternative Kraftstoffe. Wasserstoff: Allgemeines – Erzeugung – Verteilung – Speicherung – Anwendung. Graz. 39
- Klobasa, M., Angerer, G., Lüllman, A., Schleich, J., Buber, T., Gruber, A., Hünecke, M., und von Roon, S. (2013). Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland. Berlin. 12
- Köhler, J., Wietschel, M., Whitmarsh, L., Keles, D., und Schade, W. (2010). Infrastructure investment for a transition to hydrogen automobiles. *Technological Forecasting and Social Change*, 77(8), S. 1237–1248. 46

- Konstantin, P. (2009). Praxisbuch Energiewirtschaft: Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt. VDI-Buch. Springer, Berlin, Heidelberg [u.a.], 2. Auflage. 66
- Kost, C., Mayer, J. N., Thomsen, J., Hartmann, N., Senkpiel, C., und Philipps, S. (2013). Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien. 44, 165
- Krieg, D. (2012). Konzept und Kosten eines Pipelinesystems zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff, Dissertation, Band 144 der Schriften des Forschungszentrums Jülich : Reihe Energie & Umwelt. Forschungszentrum Jülich, Zentralbibliothek, Jülich. 39, 40, 46
- Krzikalla, N., Achner, S., und Brühl, S. (2013). Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien: Studie im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbare Energie. Ponte Press Verlag, Bochum. 15, 32, 185
- Kugeler, K., Alkan, Z., Briem, S., Dienhart, M., und Quinkertz, R. (1999). Entwicklungen der Wirkungsgrade und Perspektiven fossiler und nuklearer Kraftwerke. VDI-Berichte, S. 45–66. 81, 82
- Kuhn, P. (2012). Iteratives Modell zur Optimierung von Speicherausbau und -betrieb in einem Stromsystem mit zunehmend fluktuierender Erzeugung. Dissertation, Technische Universität München. 39, 40
- Léon, A. (2008). Hydrogen technology: Mobile and portable applications. Green energy and technology. Springer, Berlin. 40
- Leonhard, W., Bünger, U., Crotagino, F., Gatzert, C., Glaunsinger, W., Hübner, S., Kleimaier, M., Könemund, M., Landinger, H., Sauer, D. U., Weber, H., Wenzel, A., Wolf, E., Woyke, W., und Zunft, S. (2008). Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger: Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf. Frankfurt am Main. 165
- Lindenberger, D., Bartels, M., Borggreffe, F., Bothe, D., Wissen, R., Hillebrand, B., Buttermann, H. G., und Bleuel, M. (2008). Studie Energiewirtschaftliches Gesamtkonzept 2030. 83
- Lorenz, C. und Gerbaulet, C. (2014). New Cross-Border Electricity Balancing Arrangements in Europe. Berlin. 102, 109
- Loßner, M., Böttger, D., und Bruckner, T. (2015). Wirtschaftliches Potential virtueller Kraftwerke im zukünftigen Energiemarkt - Eine szenariobasierte und modellgestützte Analyse. Zeitschrift für Energiewirtschaft, 39(2), S. 115–132. 102
- Majer, S., Stecher, K., Adler, P., Thrän, D., und Müller-Langer, F. (2013). Biomaspotenziale und Nutzungskonkurrenzen: Kurzstudie im Rahmen der Wissenschaftlichen Begleitung, Unterstützung und Beratung des BMVBS in den Bereichen Verkehr und Mobilität mit besonderem Fokus auf Kraftstoffen und Antriebstechnologien sowie Energie und Klima. Leipzig. 2, 137

- Malhotra, A., Battke, B., Beuse, M., Stephan, A., und Schmidt, T. (2016). Use cases for stationary battery technologies: A review of the literature and existing projects. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 56, S. 705–721. 18
- Matthes, F., Busche, J., Döring, U., Emele, L., Gores, S., Harthan, R., Hermann, H., Jörß, W., Loreck, C., Scheffler, M., Hansen, P., Diekmann, J., Horn, M., Eichhammer, W., Elsland, R., Fleiter, T., Schade, W., Schlomann, B., Sensfuß, F., und Ziesing, H.-J. (2013). *Politiksznarien für den Klimaschutz VI: Treibhausgas-Emissionsszenarien bis zum Jahr 2030*. Dessau-Roßlau. 120
- Maurer, C. (2013). Was ist gesamtwirtschaftlich gesehen der beste Weg für die Energiewende?. *bdew-tagung smart renewables*, 27.02.2013, Berlin. 95
- McKinsey (2010). McKinsey & Company. *A portfolio of power-trains for Europe: A fact-based analysis: The role of Battery Electric Vehicles, Plug-in Hybrids and Fuel Cell Electric Vehicles*. 46, 48
- McLean, J. R. und Hassan, G. (2008). Trade wind - Further Developing Europe's Power Market for Large Scale Integration of Wind Power: WP 2.6-equivalent wind power curves. 82
- Michaelis, J., Genoese, F., und Wietschel, M. (2014a). Evaluation of Large-Scale Hydrogen Storage Systems in the German Energy Sector. *Fuel Cells*, 14(3), S. 517–524. 31, 32, 48
- Michaelis, J., Hauser, P., und Brunner, C. (2016). Die Einbindung von Power-to-Gas-Anlagen in den Gassektor. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 66(5), S. 8–12. 137
- Michaelis, J., Helms, H., Noeren, D., Dallmer-Zerbe, K., Gnann, T., Haendel, M., Reinhard, C., und Marwitz, S. (2015). *Energie und Umwelt. Elektromobilität in Baden-Württemberg im Jahr 2030. Projektübergreifende Forschung im Schaufenster Elektromobilität Baden-Württemberg: Abschlussbericht*. Stuttgart. 27, 28, 46
- Michaelis, J., Junker, J., und Wietschel, M. (2013). Eine Bewertung der Regelenergievermarktung im Power-to-Gas-Konzept. *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 37(3), S. 161–175. 3, 138, 153
- Michaelis, J., Müller, S., und Plötz, P. (2014b). The influence of individual wind feed-in time series on electricity spot market prices and their effect on the economic evaluation of storage systems. In *ENERDAY 2014* (Hg.), 9th Conference on Energy Economics and Technology. 19
- Milligan, M. R., Ela, E., Lew, D., Corbus, D., und Wan, Y.-h. (2010). Advancing wind integration study methodologies: implications of higher levels of wind: Conference Paper NREL/CP-550-48944, *WindPower 2010*. Dallas, Texas. 95
- Mohrdieck, C., Venturi, M., Breitrück, K., und Schulze, H. (2014). *Mobile Anwendungen*. In *Töpler, J. und Lehmann, J. (Hg.), Wasserstoff und Brennstoffzelle: Technologien und Marktperspektiven*, S. 59–111. Springer Vieweg. 29

- Möst, D. und Fichtner, W. (2009). Einführung zur Energiesystemanalyse. In Möst, D., Fichtner, W., und Grunwald, A. (Hg.), *Energiesystemanalyse*, S. S. 11–31. KIT Scientific Publishing. 53, 54, 55
- Möst, D. und Genoese, M. (2009). Market power in the German wholesale electricity market. *The Journal of Energy Markets*, 2(2), S. 47–74. 86
- Müller, T. und Brunner, C. (2015). Flexibilitätsoptionen zur Systemintegration. In TU Wien (Hg.), *Proceedings der 9. Internationalen Energiewirtschaftstagung (IEWT)*, S. 1–19, Wien. 14, 15, 16, 185
- Müller, T., Gunkel, D., und Möst, D. (2013). How does renewable curtailment influence the need of transmission and storage capacities in Europe. In *International Association for Energy Economics (IAEE) (Hg.), Conference Proceedings 13th European IAEE Conference*, S. 1–17, Düsseldorf. 14
- Müller, W. A. und Bihn, M. (2002). Energiemodelle zum Kernenergieausstieg in Deutschland: Effekte und Wirkungen eines Verzichts auf Strom aus Kernkraftwerken, Band 34 der Schriftenreihe Umwelt und Ökonomie. Physica-Verlag HD, Heidelberg. 53, 54
- Müller-Syring, G., Henel, M., Köppel, W., Mlaker, H., Sterner, M., und Höcher, T. (2013). Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz. 4, 30, 31, 39, 46, 48, 52, 107, 138, 143, 153
- Müsgens, F. (2005). *The Economics of Wholesale Electricity Markets*. Dissertation, Universität Köln. 65, 66, 67
- Nicolosi, M. (2015). *Leitstudie Strommarkt 2015: Endbericht*. Berlin. 109
- Nicolosi, M., Fürsch, M., und Lindenberger, D. (2010). Bewertung energiepolitischer Optionen für eine sichere, wirtschaftliche und umweltgerechte Energieentwicklung in Deutschland: Analyse der Ursachen für negative Strompreise am 3./4. Oktober 2009 und möglicher Abhilfemaßnahmen, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie. Universität Köln. 58
- Nilsson, O. und Sjelvgren, D. (1997). Hydro unit start-up costs and their impact on the short term scheduling strategies of Swedish power producers. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 12(1), S. 38–44. 71
- NIP (2011). *Nationales Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie. Nationaler Entwicklungsplan: Version 3.0*. Berlin. 30
- Nitsch, J. (2002b). *Potenziale der Wasserstoffwirtschaft: Externe Expertise für das WBGU-Hauptgutachten 2003 "Welt im Wandel: Energiewende zur Nachhaltigkeit"*. Berlin, Heidelberg. 34
- Nitsch, J. und Fishedick, M. (2002a). Eine vollständig regenerative Energieversorgung mit Wasserstoff – Illusion oder realistische Perspektive? 39, 40

- Nitsch, J., Pregger, T., Naegler, T., Heide, D., de Tena, Diego Luca, Trieb, F., Scholz, Y., Nienhaus, K., Gerhardt, N., Sterner, M., Trost, T., Oehsen, A. v., Schwinn, R., Pape, C., Hahn, H., und Wickert, Manuel, Wenzel, Bernd (2012). Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global: Schlussbericht. Stuttgart, Kassel, Teltow. 39, 40, 48, 138, 153
- Noack, C., Burggraf, F., Schwan, S., Hosseiny, P., Lettenmeier, S., St. Belz, Kallo, J., Friedrich, A., Pregger, T., Kiên Cao, K., Heide, D., Naegeler, T., Borggreffe, F., Bün-ger, U., Michalski, J., Raksha, T., Voglstätter, C., Smolinka, T., Crotogino, F., Do-nadei, S., Horvath, P.-L., und Schneider, G.-S. (2015). Studie über die Planung einer Demonstrationsanlage zur Wasserstoff-Kraftstoffgewinnung durch Elektrolyse mit Zwi-schenspeicherung in Salzkavernen unter Druck. Stuttgart. 25, 39, 40, 47, 48, 143
- Nykqvist, B. und Nilsson, M. (2015). Rapidly falling costs of battery packs for electric vehicles. *Nature Climate Change*, 5(4), S. 329–332. 27
- openmod initiative (2016). Open Models, http://wiki.openmod-initiative.org/wiki/Open_Models, zuletzt aktualisiert am 26.02.2016, zuletzt geprüft am 06.04.2016. 63
- Pape, C., Gerhardt, N., Härtel, P., Scholz, A., Schwinn, R., Drees, T., Maaz, A., Sprey, J., Breuer, C., Moser, A., Sailer, F., Reuter, S., und Müller, T. (2014). Roadmap Speicher: Bestimmung des Speicherbedarfs in Deutschland im europäischen Kontext und Ableitung von technisch-ökonomischen sowie rechtlichen Handlungsempfehlungen für die Speicherförderung. 22, 46
- Peek, M. und Diels, R. (2016). Strommarktdesign der Zukunft. Dessau-Roßlau. 1, 15, 20, 185
- Pehnt, M. (2001). Ganzheitliche Bilanzierung von Brennstoffzellen in der Energie- und Verkehrstechnik. Dissertation, Institut für Technische Thermodynamik, Universität Stuttgart, Stuttgart. 34
- Pehnt, M. und Höpfner, U. (2009). Wasserstoff- und Stromspeicher in einem Energiesystem mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien: Analyse der kurz- und mittelfristigen Perspektive. Heidelberg. 39
- Peters, J. (2009). Erneuerbare Energien: Flächenbedarfe und Landschaftswirkung. Land-schaften in Deutschland 2030, 01. bis 04.12.2009, Insel Vilm. 36
- Pfluger, B. (2014). Assessment of least-cost pathways for decarbonising Europe’s power supply: a model-based long-term scenario analysis accounting for the characteristics of renewable energies. Dissertation, Karlsruher Institut für Technologie, Karlsruhe. 56
- Pilgram, T. (2013). Die Entwicklung von Angebot und Nachfrage auf dem Regelener-giemarkt. Fachkonferenz „Entwicklung der Märkte für Flexibilität in der Stromversor-gung“, 29.05.2013, Berlin. 97
- Plötz, P., Gnann, T., Kühn, A., und Wietschel, M. (2013). Markthochlaufszzenarien für Elektrofahrzeuge: Studie im Auftrag der acatech - Deutsche Akademie der Technikwis-senschaften und der Arbeitsgruppe 7 der Nationalen Plattform Elektromobilität (NPE). Karlsruhe. 26

- Plötz, P. und Michaelis, J. (2014a). The probability of long phases without wind power and their impact on an energy system with high share of renewable energies. In *Enerday 2014* (Hg.), 9th Conference on Energy Economics and Technology. 95
- Plötz, P., Schneider, U., Globisch, J., und Dütschke, E. (2014b). Who will buy electric vehicles? Identifying early adopters in Germany. *Transportation Research Part A: Policy and Practice*, 67, S. 96–109. 28
- Pregger, T., Graf, D., Krewitt, W., Sattler, C., und Möller, S. (2008). *Perspektiven solarthermischer Verfahren zur Wasserstofferzeugung*. Stuttgart. 34, 39, 40
- Pschick, A. W. (2014). *Hedgingstrategien im Stromgroßhandel: Preis- und Kreditrisiken sicher im Griff*. disserta Verlag. 60
- Purr, K., Strenge, U., Will, M., Knoche, G., Volkens, A., Benndorf, R., Bernicke, M., Be-tram, A., Butz, W., Dettling, F., Drotleff, J., Elsner, C., Fee, E., Gabler, C., Galander, C., Hargita, Y., Herbener, R., Hermann, T., Jäger, F., Kanthak, J., Kessler, H., Koch, Y., Kuntze, D., Lambrecht, M., Lehmann, C., Lehmann, H., Leuthold, S., Lünenbür-ger, B., Lütkehus, I., Martens, K., Müller, F., Müschen, K., Nissler, D., Plickert, S., Reichart, A., Reichel, J., Salecker, H., Schneider, S., Schuberth, J., Schulz, D., Sieck, M., Westermann, B., Werner, K., Winde, C., Wunderlich, D., und Zietlow, B. (2014). *Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050*. Dessau-Roßlau. 31, 32
- r2b und Consentec (2010). *r2b energy consulting GmbH und Consentec GmbH. För-derung der Direktvermarktung und der bedarfsgerechten Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien*. Köln, Aachen. 88
- Radgen, P., Hasenauer, U., und Wietschel, M. (2005). *Analyse unterschiedlicher Techno-logiepfade zur Erzeugung von Wasserstoff*. Karlsruhe. 34, 39, 42, 161
- Ragwitz, M. und Steinhilber, S. (2014). Effectiveness and efficiency of support schemes for electricity from renewable energy sources. *Wiley Interdisciplinary Reviews: Energy and Environment*, 3(2), S. 213–229. 125
- REFLEX (2016). *Analysis of the European Energy System*, <http://reflex-project.eu>, zu-letzt geprüft am 07.11.2016. 185
- Regett, A., Pelling, C., und Eller, S. (2014). Power2Gas – Hype oder Schlüssel zur Energiewende? *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 64(10), S. 79–84. 4, 39, 40, 47, 48, 139
- REN21 (2014). *Renewable Energy Policy Network for the 21st Century. Renewables 2014 Global Status Report*. Paris. 125
- Repenning, J., Matthes, F., Blanck, R., Emele, L., Döring, U., Förster, H., Haller, M., Harthan, R., Henneberg, K., Herrmann, K., Jörß, W., Kasten, P., Ludig, S., Loreck, C., Scheffler, M., Schumacher, K., Eichhammer, W., Braungardt, S., Elsland, R., Fleiter, T., Hartwig, J., Kockat, J., Pfluger, B., Schade, W., Schlomann, B., Senfuss, F., Athmann, U., und Ziesing, H.-J. (2014). *Klimaschutzszenario 2050: 1. Modellierungsrunde*. Berlin. 120, 126, 127, 128

- Rosen, J. (2007). The Future Role of Renewable Energy Sources in European Electricity Supply: A Model Based Analysis for the EU-15. Dissertation, Universitätverlag Karlsruhe. 65
- Rundel, P., Meyer, B., Meiller, M., Meyer, I., Daschner, R., Jakuttis, M., Franke, M., Binder, S., und Hornung, A. (2013). Speicher für die Energiewende. Sulzbach-Rosenberg. 166
- Sachverständigenrat für Umweltfragen (2010). 100 % erneuerbare Stromversorgung bis 2050: klimaverträglich, sicher, bezahlbar: Stellungnahme. Berlin. 40, 48
- Schäfer, A., Baumann, C., und Moser, A. (2014). Fundamental basierte Bestimmung von Preisindikatoren zukünftiger Reserveprodukte. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 64(4), S. 24–28. 96, 103, 104
- Schill, W.-P. (2013). Integration von Wind- und Solarenergie: Flexibles Stromsystem verringert Überschüsse. *DIW-Wochenbericht*, 80(34), S. 3–14. 1
- Schlesinger, M., Hofer, P., Kemmler, A., Kirchner, A., Koziel, S., Ley, A., Piégsa, A., Seefeldt, F., Straßburg, S., Weinert, K., Lindenberger, D., Knaut, A., Malischek, R., Nick, S., Panke, T., Paulus, S., Tode, C., Wagner, J., Lutz, C., Lehr, U., und Ulrich, P. (2014). Entwicklung der Energiemärkte - Energiereferenzprognose. Basel, Köln, Osnabrück. 120, 126, 127, 128, 129, 139
- Schmidtchen, U. und Wurster, R. (2014). Sicherheit in der Anwendung von Wasserstoff. In Töpler, J. und Lehmann, J. (Hg.), *Wasserstoff und Brennstoffzelle: Technologien und Marktperspektiven*, S. 43–58. Springer Vieweg. 29
- Schnurnberger, W., Janßen, H., und Wittstadt, U. (2004). Wasserspaltung mit Strom und Wärme. *FVS Themen*, S. 50–59. 39
- Schönfelder, M., Jochem, P., und Fichtner, W. (2011). Energiesystemmodelle zur Szenarienbildung - Potenziale und Grenzen. In Dieckhoff, C., Fichtner, W., Grunwald, A., Meyer, S., Nast, M., Nierling, L., Renn, O., Voss, A., und Wietschel, M. (Hg.), *Energieszenarien*, S. 25–40. KIT Scientific Publishing. 55
- Schubert, D. K. J., Thuß, S., und Möst, D. (2015). Does political and social feasibility matter in energy scenarios? *Energy Research & Social Science*, 7, S. 43–54. 186
- Sensfuß, F. (2007). Assessment of the impact of renewable electricity generation on the German electricity sector: An agent-based simulation approach. Dissertation, Karlsruher Institut für Technologie, Karlsruhe. 19, 54, 55, 56, 59, 86
- Sensfuß, F. und Ragwitz, M. (2011). Weiterentwickeltes Fördersystem für die Vermarktung von erneuerbarer Stromerzeugung. In TU Wien (Hg.), *Proceedings of the 7th Internationale Energiewirtschaftstagung*, S. 1–27. 10
- Seydel, P. (2008). Entwicklung und Bewertung einer langfristigen regionalen Strategie zum Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur - auf Basis der Modellverknüpfung eines Geografischen Informationssystems und eines Energiesystemmodells. Dissertation, Eidgenössische Technische Hochschule, Zürich. 39, 40, 46

- Smolinka, T. (2013). Wasserstofferzeugung durch Elektrolyse - Stand und Vergleich der Technologien, Vortrag am 25.04.2013. Innovationsforum Power-to-Gas-to-Power, Leipzig. 39
- Smolinka, T., Günther, M., und Garcke, J. (2011). Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien: Kurzfassung des Abschlussberichts. 25, 26, 33, 37, 39, 40, 48, 106, 107, 138, 153
- SPOT, E. (2015d). Products: Day-ahead auction, <http://www.epexspot.com/en/product-info/auction/germany-austria>, zuletzt geprüft am 31.03.2015. 50
- Staiß, F. (2001). Jahrbuch Erneuerbare Energien 2001. Bieberstein-Fachbuchverlag, Radbeul. 26
- Steinmüller, H. (2013). Neue Speichertechnologien - wirtschaftliche und technische Machbarkeit, Vortrag am 15.02.2013. 8. Internationale Energiewirtschaftstagung, Wien. 138
- Stenzel, P., Fler, J., und Linssen, J. (2015). Elektrochemische Speicher. In Wietschel, M., Ullrich, S., Markewitz, P., Schulte, F., und Genoese, F. (Hg.), Innovative Energietechnologien für die Zukunft, S. 157–214. Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH. 27
- Sterner, M. (2009). Bioenergy and renewable power methane in integrated 100% renewable energy systems: Limiting global warming by transforming energy systems, Dissertation, Band 14 der Schriftenreihe Erneuerbare Energien und Energieeffizienz - Renewable Energies and Energy Efficiency. Kassel University Press, Kassel. 4, 39
- Sterner, M., Gerhardt, N., Saint-Drenan, Y.-M., Oehsen, A. v., Hochloff, P., Kocmajewski, M., Jentsch, M., Lichtner, P., Pape, C., Bofinger, S., und Rohrig, K. (2010). Energiewirtschaftliche Bewertung von Pumpspeicherwerken und anderen Speichern im zukünftigen Stromversorgungssystem. Kassel. 96
- Sterner, M., Jentsch, M., und Holzhammer, U. (2011). Energiewirtschaftliche und ökologische Bewertung eines Windgas-Angebotes: Gutachten. Kassel. 39
- Stiller, C. (2014). Nutzung von konventionellem und grünem Wasserstoff in der chemischen Industrie. In Töpler, J. und Lehmann, J. (Hg.), Wasserstoff und Brennstoffzelle: Technologien und Marktperspektiven, S. 175–188. Springer Vieweg. 25, 36, 41
- Stolzenburg, K., Hamelmann, R., Wietschel, M., Genoese, F., Michaelis, J., Lehmann, J., Miege, A., Krause, S., Sponholz, C., Donadei, S., Crotogino, F., Acht, A., und Horvath, P.-L. (2014). Integration von Wind-Wasserstoff-Systemen in das Energiesystem. 14, 30, 31, 39, 40, 47, 48, 72, 106, 138, 139, 150, 153, 154, 161, 165
- Swider, D. J. (2006). Handel an Regenergie- und Spotmärkten: Methoden zur Entscheidungsunterstützung für Netz- und Kraftwerksbetreiber. Gabler Verlag / GWV Fachverlage GmbH Wiesbaden, Wiesbaden. 69, 101
- Swider, D. J. und Weber, C. (2003). Regenergiemarkt in Deutschland - Ausgestaltung und Preisanalyse, Sonderdruck / Reprint. In TU Wien (Hg.), Proceedings der 3. Internationalen Energiewirtschaftstagung (IEWT), S. 1–16. 99, 101

- Thomas, H. (2014). Gegenwärtiger Rechtsrahmen für Power-to-Gas in Deutschland. *Solarzeitalter*, (1), S. 34–37. 22
- Thomson Reuters (2015). Thomson Reuters Eikon, <http://financial.thomsonreuters.com/en/products/tools-applications/trading-investment-tools/eikon-trading-software/energy-trading.html>, zuletzt geprüft am 16.03.2015. 83
- Tillmetz, W., Joerissen, L., Aigle, T., Paulsen, T., Hebling, C., Smolinka, T., Jordan, T., Dahmen, N., und Fichtner, M. (2009). *Wasserstoff in Baden-Württemberg: Erzeugung, Infrastruktur und Technologie*. Stuttgart. 39
- Toyota (2015). Toyota Motor Sales Inc. The Toyota FCV. A turning point from the inside out, <http://www.toyota.com/fuelcell/fcv.html>, zuletzt geprüft am 10.02.2016. 28
- Trost, T., Horn, S., Jentsch, M., und Sterner, M. (2012). Erneuerbares Methan: Analyse der CO₂-Potenziale für Power-to-Gas Anlagen in Deutschland. *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 36(3), S. 173–190. 3, 29
- VDI (2013). Verein Deutscher Ingenieure. Statusreport 2013: Fossil befeuerte Großkraftwerke in Deutschland: Stand, Tendenzen, Schlussfolgerungen. 96
- VDMA (2013). Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau e.V.. *Konjunkturspiegel für die Brennstoffzellen-Industrie 2013*. Berlin. 29
- von Bredow, H. und Valentin, F. (2015). Rechtlicher Rahmen für Power-to-Gas: Eine aktuelle Bestandsaufnahme. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 65(4), S. 72–77. 22
- von Hirschhausen, C., Weber, A., Feuß, S., Beckers, T., Hoffrichter, A., und Weber, D. (2014). *Potentiale zur Erzielung von Deckungsbeiträgen für Pumpspeicherkraftwerke in der Schweiz, Österreich und Deutschland*. Berlin. 101, 102
- von Selasinsky, A. (2016). *The integration of renewable energy sources in continuous intraday markets for electricity*. Dissertation, Dresden. 18
- Weber, C. (2004). *Uncertainty in the electric power industry: Methods and models for decision support*, Band 77 der International series in operations research & management science. Springer, New York. 56, 57, 58, 65
- Weber, C. (2005). *Zukünftige Preis- und Kapazitätsentwicklung im deutschen Strommarkt*. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 55(7), S. 490–495. 50
- Wei, M. und McKone, T. (2015). 2015 Annual Progress Report: V.F.7 A Total Cost of Ownership Model for Design and Manufacturing Optimization of Fuel Cells in Stationary and Emerging Market Applications. 153
- Weigt, H. und von Hirschhausen, C. (2008). Price formation and market power in the German wholesale electricity market in 2006. *Energy policy*, 36(11), S. 4227–4234. 58, 83
- Weinert, J. X., Shaojun, L., Ogden, J. M., und Jianxin, M. (2007). Hydrogen refueling station costs in Shanghai. *International Journal of Hydrogen Energy*, 32(16), S. 4089–4100. 46

- Wenske, M. (2010). Wasserstoff-Herstellung per Elektrolyse. *Dauerthal.* 39, 40
- Wenzel, B. und Kunz, C. (2015). *Metaanalyse: Stromspeicher in Deutschland.* Berlin. 69, 128, 166
- Wiedemann, K. (Hg.) (2012). *Nachhaltigkeit von Bioenergie und fossilen Energieträgern im Vergleich.* Number 55. 35
- Wietschel, M., Arens, M., Dötsch, C., und Herkel, S. (2010a). *Energietechnologien 2050 - Schwerpunkte für Forschung und Entwicklung: Technologienbericht. ISI-Schriftenreihe Innovationspotenziale.* Fraunhofer Verlag, Stuttgart. 25, 33, 34, 35, 36, 37, 39, 40, 107
- Wietschel, M., Bünger, U., und Weindorf, W. (2010b). *Vergleich von Strom und Wasserstoff als CO₂-freie Endenergieträger: Endbericht: Studie im Auftrag der RWE AG.* Karlsruhe. 39, 40
- Wietschel, M., Hasenauer, U., Juncà Vicens, N., Klobasa, M., und Seydel, P. (2006). *Ein Vergleich unterschiedlicher Speichermedien für überschüssigen Windstrom. Zeitschrift für Energiewirtschaft,* 30(2), S. 103–114. 39, 40
- Winkler, J., Keles, D., Renz, L., Sensfuß, F., und Fichtner, W. (2013). *Perspektiven zur aktuellen Kapazitätsmarktdiskussion in Deutschland. Zeitschrift für Energiewirtschaft,* 37(4), S. 233–248. 50, 118
- Wöstmann, C. und Ecke, J. (2015). *Der Markt für negative Sekundärregelleistung: Nischenmarkt oder Hoffnungsträger? Zeitschrift für Energiewirtschaft,* 65(4), S. 46–48. 19, 97, 109
- Yunicos AG (2016). *Primärregelleistung,* <http://www.yunicos.com/de/primaerregelleistung.html>, zuletzt geprüft am 16.05.2016. 96
- Zech, K., Grasemann, E., Oehmichen, K., Kiendl, I., Schmersahl, R., Rönsch, S., Weindorf, W., Funke, S., Michaelis, J., und Wietschel, M. (2013). *Hy-NOW Evaluierung der Verfahren und Technologien für die Bereitstellung von Wasserstoff auf Basis von Biomasse: Endbericht.* Leipzig. 36, 39, 40
- Zenke, I., Wollschläger, S., und Eder, J. (2015). *Preise und Preisgestaltung in der Energiewirtschaft: Von der Kalkulation bis zur Umsetzung von Preisen für Strom, Gas, Fernwärme, Wasser und CO₂.* De Gruyter. 58
- Ziesing, H.-J. (2015). *Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2014.* Berlin. 82
- Zipf, M. (2014). *Flexiblere Regelleistungsmärkte - Welchen Beitrag können Erneuerbare Energien zur Bereitstellung von Regelleistung liefern? In Möst, D. und Schegner, P. (Hg.), Energiewende Sachsen – Aktuelle Herausforderungen und Lösungsansätze, Band 5 der Schriften des Lehrstuhls für Energiewirtschaft, S. 27–37. TU Dresden.* 86, 102



Kurzzusammenfassung

Zur Dekarbonisierung des Strom- und Verkehrssektors und der Wärmebereitstellung könnte der Energieträger Wasserstoff einen wichtigen Beitrag leisten, wenn er mittels Elektrolyse und unter Einsatz von Strom aus erneuerbaren Energien gewonnen wird. Die Elektrolyse bietet hierbei den Vorteil, dass der Strombezug flexibel steuerbar ist und damit an das wetterabhängige Stromangebot der erneuerbaren Energien angepasst werden kann. Allerdings ist der Einsatz des Elektrolyseurs heute nicht wirtschaftlich, da die Wasserstoffgestehungskosten über denen konkurrierender Verfahren liegen. Bei geänderten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen und fortschreitender Entwicklung der Elektrolysetechnologie kann sich dies jedoch ändern, weshalb sich die Frage stellt: Kann ein Elektrolyseur im deutschen Energiesystem mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien zukünftig wirtschaftlich betrieben werden? Diese Frage wird im Rahmen der Arbeit durch eine modellgestützte Analyse für einen langfristigen Betrachtungszeitraum beantwortet.

Autorin

Julia Michaelis studierte „Europäische Wirtschaft“ an der Otto-Friedrich-Universität Bamberg und der IECS Strasbourg, Frankreich. Nach Abschluss ihres Studiums begann sie im Juni 2011 als wissenschaftliche Mitarbeiterin im Competence Center Energietechnologien und Energiesysteme am Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI in Karlsruhe. Für die Promotion war sie externe Doktorandin am Lehrstuhl für Energiewirtschaft der TU Dresden von 2012 bis 2017.