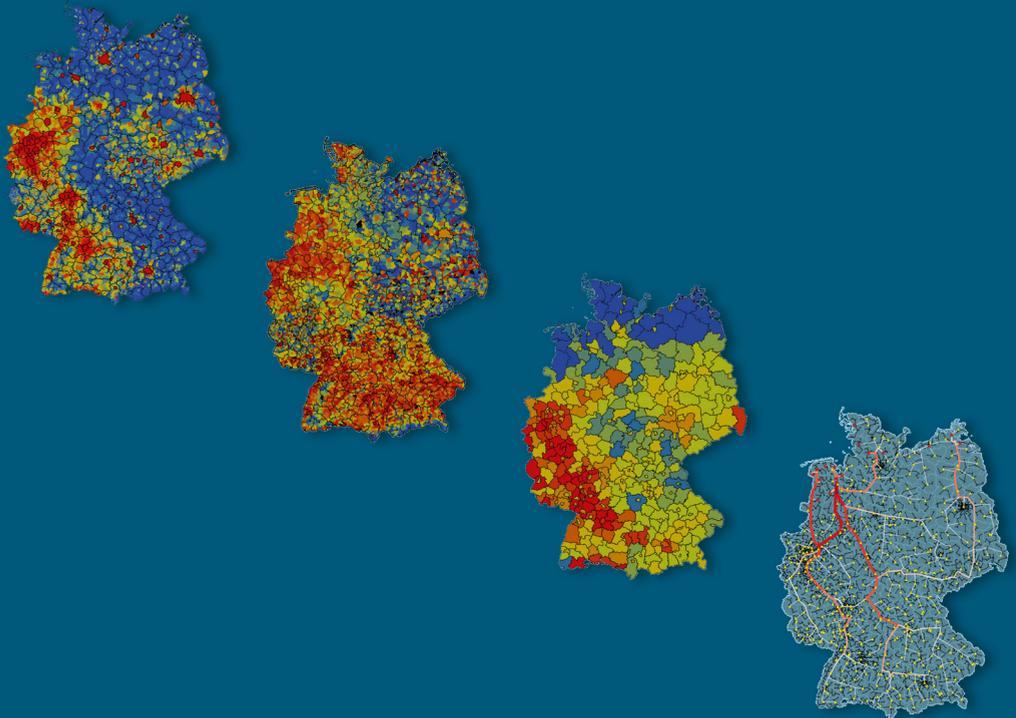


Strom- und Gasmarktdesign zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff

Martin Robinius



**Energie & Umwelt /
Energy & Environment
Band / Volume 300
ISBN 978-3-95806-110-1**

Forschungszentrum Jülich GmbH
Institut für Energie- und Klimaforschung
Elektrochemische Verfahrenstechnik (IEK-3)

Strom- und Gasmarktdesign zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff

Martin Robinius

Schriften des Forschungszentrums Jülich
Reihe Energie & Umwelt / Energy & Environment

Band / Volume 300

ISSN 1866-1793

ISBN 978-3-95806-110-1

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

Herausgeber
und Vertrieb: Forschungszentrum Jülich GmbH
 Zentralbibliothek, Verlag
 52425 Jülich
 Tel.: +49 2461 61-5368
 Fax: +49 2461 61-6103
 E-Mail: zb-publikation@fz-juelich.de
 www.fz-juelich.de/zb

Umschlaggestaltung: Grafische Medien, Forschungszentrum Jülich GmbH

Druck: Grafische Medien, Forschungszentrum Jülich GmbH

Copyright: Forschungszentrum Jülich 2015

Schriften des Forschungszentrums Jülich
Reihe Energie & Umwelt / Energy & Environment, Band / Volume 300

D 82 (Diss. RWTH Aachen University, 2015)

ISSN 1866-1793
ISBN 978-3-95806-110-1

Vollständig frei verfügbar über das Publikationsportal des Forschungszentrums Jülich (JuSER)
unter www.fz-juelich.de/zb/openaccess.

Alle Rechte vorbehalten. Kein Teil des Werkes darf in irgendeiner Form (Druck, Fotokopie oder
in einem anderen Verfahren) ohne schriftliche Genehmigung des Verlages reproduziert oder
unter Verwendung elektronischer Systeme verarbeitet, vervielfältigt oder verbreitet werden.

STROM- UND GASMARKTDESIGN ZUR VERSORGUNG DES DEUTSCHEN STRAßENVERKEHRS MIT WASSERSTOFF

von Martin Robinus

KURZFASSUNG

Die Bundesregierung hat klare Ziele zur Reduktion der Treibhausgase bezogen auf den Zeitraum von 1990 bis zum Jahr 2020 um 40 %, bis zum Jahr 2030 um 55 %, bis zum Jahr 2040 um 70 % und bis zum Jahr 2050 um 80 bis 95 %, gesetzt. Diese sollen unter anderem dadurch erreicht werden, dass der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch bis zum Jahr 2050 auf mindestens 80 % steigt. Für Deutschland sind die fluktuierenden erneuerbaren Energien (FEE) Photovoltaik, Onshore-Windenergie und Offshore-Windenergie aufgrund ihrer großen Potentiale von besonderer Bedeutung und werden daher den zukünftigen Stromsektor dominieren. Dabei führen die FEE zu signifikanten positiven und negativen Residuallasten, wobei die negativen Residuallasten – Überschussleistung – beispielsweise in der Mobilität genutzt werden können. Dabei bietet sich aufgrund der Speicherefähigkeit von Wasserstoff der sogenannte Power-to-Gas Pfad an. Bei diesem werden mittels negativer Residuallasten aus Wasser per Elektrolyse Wasserstoff und Sauerstoff hergestellt. Der so erzeugte Wasserstoff kann anschließend zum Beispiel im Verkehr durch Brennstoffzellenfahrzeuge genutzt werden.

Das Ziel dieser Arbeit besteht darin, potentielle Marktdesigns zu identifizieren und zu konzipieren, die durch einen hohen Anteil FEE und die Nutzung des Wasserstoffs im Verkehrssektor gekennzeichnet sind. Weiterhin soll ein Modell entwickelt werden, welches den Strom- und Gassektor, inklusive einer Wasserstoffpipeline, abbildet und dementsprechend die Analyse und Bewertung der ausgewählten Marktdesigns im Modell ermöglicht. Um dies zu erreichen, werden in einer Umfeldanalyse die potentiellen Strom- und Gasmärkte sowie die wichtigsten Share- und Stakeholder einer Wasserstoffinfrastruktur beschrieben und analysiert. Ferner wird ein Modell erstellt, welches den deutschen Strom- und Gassektor abbildet. Mit diesem wird anschließend ein vorhandenes Energiekonzept weiterentwickelt, analysiert und bewertet. Zum Schluss werden mittels einer Monte-Carlo-Simulation die Wahrscheinlichkeitsverteilungen der Wasserstoffgestehungskosten berechnet.

Das weiterentwickelte Energiekonzept wird mit 170 GW Onshore- und 60 GW Offshore-Leistung stark von der Windenergie dominiert. Dies führt dazu, dass insbesondere in den Bundesländern Niedersachsen, Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern hohe negative Residuallasten zu finden sind. Zur Versorgung des Peak-Wasserstoffverbrauchs in dem Jahr 2052 mit 2,93 Mio. t werden insgesamt 28 GW an Elektrolyseleistung in 15 Landkreisen benötigt. Die für den Transport von diesen Quellen zu den 9.968 Tankstellen benötigte Transmissionspipeline hat eine Länge von 12.104 km bei Kosten von im Mittel 6,68 Mrd. € und eine Distributionpipeline mit einer Länge von 29.671 km bei Kosten von im Mittel 12 Mrd. €.

Weiterhin wird in drei untersuchten Fällen, welche sich aufgrund ihrer Inputparameter unterscheiden, die Wirtschaftlichkeit eines Strom- und Gasmarktdesigns zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff nachgewiesen. Auch die Monte-Carlo-Simulation bestätigt dieses Ergebnis. Wird von anlegbaren Vor-Steuer-Kosten von 22,9 ct/kWh ausgegangen, liegen die Vor-Steuer-Wasserstoffgestehungskosten inklusive Infrastruktur mit einer Wahrscheinlichkeit von 81 % unter diesen.

ELECTRICITY AND GAS MARKET DESIGN TO SUPPLY THE GERMAN TRANSPORT SECTOR WITH HYDROGEN

by Martin Robinus

ABSTRACT

The German government has set targets to reduce greenhouse gas emissions by 40% by 2020, 55% by 2030, 70% by 2040 and 80-95% by 2050 compared to 1990 as reference year. As well as meeting other requirements, these targets can be achieved by raising the contribution of renewably-generated power to Germany's gross electricity consumption to 80% by 2050. Based on Germany's potential, intermittent energy sources (IES) such as on- and off-shore wind, as well as photovoltaics, are necessary sources that must be utilized in order to achieve these ambitious targets. Because of the intermittency of these sources, there will be times in which surplus power generated could be used for example for the transport sector. During these periods of surplus power, the storage capacity of hydrogen allows for a so-called "power-to-gas" concept whereby the surplus power can be used to produce hydrogen and oxygen by means of electrolyzers.

The aim of this thesis is to identify and develop a market design that is characterized by high penetration levels of IES, supplemented by the use of hydrogen in the transport sector. Furthermore, the aim was to develop a model in which the electricity and gas sector, including a hydrogen pipeline grid, is represented so as to analyze and validate selected market designs. Therefore, potential electricity and gas markets, as well as the most important potential share and stakeholders of a hydrogen infrastructure, are analyzed. With the model developed in this thesis, an existing energy concept has been developed, analyzed and evaluated. In addition, the distribution of the hydrogen production costs was calculated by employing a Monte Carlo Simulation analysis.

The developed energy concept relies on 170 GW onshore and 60 GW offshore wind capacity and these dominate the model. This leads to surplus power, especially in the federal states of Lower Saxony, Schleswig-Holstein and Mecklenburg-Hither Pomerania. To supply the estimated peak hydrogen demand in 2052 with 2.93 Million tons, a total capacity of 20 GW of electrolyzers in 15 counties must be installed. The necessary hydrogen pipelines from IES sources to 9,968 hydrogen fuel stations will require a 12,104 km transmission pipeline which will cost an estimated €6.68 billion and for distribution, a total length of 29,671 km will be required, with an estimated cost of €12 billion.

Furthermore, for three separate cases that can be distinguished by their respective input parameters, the profitability of an electricity and gas market design to supply the German transport sector with hydrogen is demonstrated. This analysis was also performed by means of a Monte Carlo Simulation. It shows that, with a target cost of 22.9 ct/kWh, the probability of pretax hydrogen production cost, including the infrastructure, laying under the target costs, are 81%.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
1.1	Motivation	2
1.2	Zielsetzung und Gliederung der Arbeit	5
2	Strommarkt	7
2.1	Die Entwicklung des deutschen Stromsektors	7
2.2	Das aktuelle Strommarktdesign in Deutschland	8
2.3	Spotmärkte	14
2.3.1	Day-Ahead-Markt	16
2.3.2	Intraday-Markt	17
2.3.3	Implikationen für das Strom- und Gasmarktdesign	18
2.4	Die Regelenenergiemärkte	19
2.4.1	Schwungmassen und Primärregelung	22
2.4.2	Sekundärregelung	24
2.4.3	Minutenreserve	25
2.4.4	Abschaltbare Lasten	26
2.4.5	Zukünftige Entwicklungen der Regelenenergie	26
2.4.6	Implikationen für das Strom- und Gasmarktdesign	26
2.5	Alternative Marktkonzepte	28
2.5.1	Kapazitätsmarkt	28
2.5.2	Netzengpassmanagement	31
2.5.3	Implikationen für das Strom- und Gasmarktdesign	34
2.6	Abgrenzung der Strommarktanalyse	35
2.7	Diskussion der Strommarktanalyse	38
3	Gasmarkt	41
3.1	Wasserstoffmarkt	41
3.1.1	Beschreibung des Wasserstoffmarktes	41
3.1.2	Technische Komponenten für einen Wasserstoffmarkt	44
3.1.3	Implikationen für das Strom- und Gasmarktdesign	46
3.2	Erdgasmarkt als Vergleichsmarkt	46

3.2.1	Die Entwicklung des deutschen Erdgassektors	46
3.2.2	Netzzugangsmodelle für ein Pipelinenetz	49
3.2.3	Implikationen für das Strom- und Gasmarktdesign	51
3.3	Diskussion der Gasmarktanalyse	52
4	Share- und Stakeholder-Analysen	55
4.1	Definition von Share- und Stakeholdern	55
4.2	Finanzierung von Infrastrukturen	56
4.3	Share- und Stakeholder mit Wissensvorsprung	58
4.4	Share- und Stakeholder entlang der Wertschöpfungskette	61
4.4.1	Eigenkapitalzinsen ausgewählter Share- und Stakeholder	61
4.4.2	Umsatzerlöse und Operatives Ergebnis	64
4.5	Diskussion der Share- und Stakeholder-Analysen	66
5	Modellierung des Stromsektors und Gassektors	69
5.1	Aktueller Stand und Forschungsbedarf	69
5.2	Modell- und Systembeschreibung	72
5.3	Stromsektor	76
5.3.1	Lastmodell	76
5.3.2	Onshore-Wind	79
5.3.3	Offshore-Wind	86
5.3.4	Photovoltaik	88
5.3.5	Wasserkraft	91
5.3.6	Biomasse	92
5.3.7	Im- und Export	94
5.3.8	Konventioneller Kraftwerkspark	96
5.3.9	Stromnetz	97
5.4	Gassektor	99
5.4.1	Wasserstoffverbrauch in den Landkreisen	99
5.4.2	Wasserstoffpipeline	102
5.4.3	Entry-Exit-Entgelte	103
5.5	Diskussion der Modellierung	104
6	Energiekonzept	107
6.1	Beschreibung Energiekonzept	107

6.2	Analyse der Residualenergie	110
6.2.1	Bilanzielle Analyse der Residualenergie	110
6.2.2	Örtliche und zeitliche Analyse der Residualenergie	112
6.3	Analyse der Strompreise und Stromgestehungskosten	119
6.3.1	Stromgestehungskosten der Windenergie onshore	120
6.3.2	Örtliche und zeitliche Analyse der zonalen Preise	123
6.4	Analyse der Landkreise mit einer Wasserstoffproduktion	127
6.4.1	Lokalisierung und Quantifizierung	127
6.4.2	Preisanalyse der Wind onshore Stromgestehungskosten	130
6.4.3	Preisanalyse des Zonalen-Modells	132
6.5	Wasserstoffpipeline für das Energiekonzept	135
6.5.1	Berechnung der Wasserstoffpipeline	135
6.5.2	Analyse der Wasserstoffpipeline	136
6.5.3	Berechnung der Entry-Exit-Entgelte	137
6.5.4	Analyse der Entry-Exit-Entgelte	138
6.6	Vor-Steuer-Wasserstoffgestehungskosten	142
6.7	Diskussion des Energiekonzeptes	146
7	Monte-Carlo-Simulation	151
7.1	Theoretische Einordnung	151
7.2	Modell zur Berechnung der Wasserstoffgestehungskosten	153
7.2.1	Verteilungen auf Grundlage von Histogrammen	154
7.2.2	Verteilungen auf Grundlage von Literaturwerten	156
7.3	Analyse der Monte-Carlo-Simulation	159
7.3.1	Wasserstoffgestehungskosten am Elektrolyseur	160
7.3.2	Wasserstoffgestehungskosten an der Tankstelle	163
7.3.3	Wasserstoffgestehungskosten im Vergleich	167
7.4	Diskussion der Monte-Carlo-Simulation	168
8	Literaturabgleich	171
8.1	Szenariovergleich	172
8.2	Ergebnisvergleich	176
8.2.1	Wasserstoffquellen	176
8.2.2	Wasserstoffsinken	177

9 Zusammenfassung	181
Anhang	187
A Beispiele – diverse Kapitel	187
B Entwicklung des Stromsektors vor 1900 – Anhang zu Kapitel 2.1	189
C Preise und Volumen des Day-Ahead-Marktes – Anhang zu Kapitel 2.3.1	190
D Preise und Volumen des Intraday-Marktes – Anhang zu Kapitel 2.3.2 –	191
E Produktmerkmale Regelenergie – Anhang zu Kapitel 2.4	192
F Preis und Volumen Primärregelleistung – Anhang zu Kapitel 2.4.1	193
G Preis und Volumen Sekundärregelleistung – Anhang zu Kapitel 2.4.2	194
H Preis und Volumen Minutenreserve – Anhang zu Kapitel 2.4.3	195
I Elektrolysebeschreibung – Anhang zu Kapitel 3.1.2	196
J Share- und Stakeholder – Anhang zu Kapitel 4.3 –	199
K Ausgewählte Unternehmen – Anhang zu Kapitel 4.4.1 und 4.4.2 –	200
L Onshore-Windenergie Modell – Anhang zu Kapitel 5.3.2	201
M Analyse der Defizit-Bundesländer – Anhang zu Kapitel 6.2.2 –	216
N Entry-Exit-Entgelte – Anhang zu Kapitel 6.5 –	218
O Überschuss-Bundesländer – Anhang zu Kapitel 7.1 –	220
P Abbildungsverzeichnis	222
Q Tabellenverzeichnis	232
R Akronyme	234
S Literaturverzeichnis	235

1 Einleitung

Jede Generation wird durch ökologische und ökonomische Veränderungen herausgefordert, ihre bisherige Lebensweise neuen Bedingungen anzupassen. In England wurden zu Zeiten der Industrialisierung um 1780 höhere Schornsteine gebaut, um die Luftverunreinigung aus den Wohngebieten fern zu halten. In den 1980er Jahren führte das sogenannte Waldsterben in Deutschland zum Einbau von Rauchgasentschwefelungsanlagen in Kraftwerken. Im Jahr 1985 zeigte die Entdeckung des Ozonlochs die Gefährlichkeit der Fluorkohlenwasserstoffe auf, die dann im Jahr 1990 auf der internationalen Londoner Konferenz verboten wurden.

Für die heutige Generation ist der anthropogene Treibhauseffekt zur Herausforderung geworden. Dieser wird durch anthropogene Klimagase, wie beispielsweise Kohlenstoffdioxid (CO₂) oder Methan (CH₄), verursacht. Sie absorbieren einen Teil der Infrarotstrahlung, welcher eigentlich von der Erdoberfläche ins Weltall entweichen sollte. Anschließend emittieren sie einen Teil der Wärmestrahlung zurück zur Erdoberfläche, wodurch diese sich erwärmt.

Wurde der anthropogene Treibhauseffekt zu Anfang von Skeptikern angezweifelt, ist er spätestens durch den „Fifth Assessment Report des Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC)“ mit folgender Aussage bestätigt:

„Human influence on the climate system is clear, and recent anthropogenic emissions of greenhouse gases are the highest in history. Recent climate changes have had widespread impacts on human and natural systems“ [1, S. 2]

Zur Eindämmung der Auswirkungen des anthropogenen Treibhauseffektes hat sich Deutschland im Jahr 2009 auf das „zwei Grad Ziel“ des IPCC, welches die Erderwärmung auf zwei Grad Celsius begrenzen soll, verständigt [2]. Dieses Ziel wurde im Jahr 2010 auf der UN-Klimakonferenz in Cancún völkerrechtlich bindend [3]. Von der Europäischen Union (EU) wurden messbare Ziele für das Jahr 2020 beschlossen:

- **Treibhausgasemissionen** werden um 20 % bzw. um 30 %, falls andere Industrieländer vergleichbare Ziele vereinbaren, gemindert.
- Die Nutzung **erneuerbarer Energien** wird auf 20 % des gesamten Endenergieverbrauchs gesteigert.
- Die **Energieeffizienz** wird um 20 % gesteigert im Vergleich zu einer Entwicklung ohne weitere Effizienzanstrengungen.

Deutschland hat sich selbstverpflichtend höhere Ziele im Rahmen der sogenannten Energiewende gesetzt. Die deutsche Bundesregierung versteht unter dem Begriff Energiewende den Aufbruch in das Zeitalter der erneuerbaren Energien und der Energieeffizienz. Nach der Katastrophe von Fukushima wird unter dem Begriff der Energiewende auch die Substitution der Kernenergie verstanden, welche formal zur Zielerreichung des zwei Grad Ziels herangezogen werden könnte [4].

1.1 Motivation

Die deutsche Energiewende berücksichtigt insbesondere folgende vier Hauptziele: Ausstieg aus der Kernenergie bis zum Jahr 2022, den stetigen Ausbau der erneuerbaren Energien, Steigerung der Energieeffizienz und des Klimaschutzes durch Reduktion der Treibhausgasemissionen [5]. Diese Ziele sind bis zum Jahr 2050 quantifiziert, wie beispielsweise für die erneuerbaren Energien (EE) in Tabelle 1.1 zu sehen [6, S. 11].

Diese quantifizierten Ziele der erneuerbaren Energien erfordern einen Zubau an installierter Leistung der Energieträger: Wasserkraft, Windenergie, solare Strahlung beispielsweise Photovoltaik oder Solarthermie, Erdwärme und nachwachsende Rohstoffe bzw. Biomasse [7, S. 13]. Für Deutschland sind die fluktuierenden erneuerbaren Energien (FEE) Photovoltaik, Onshore-Windenergie und Offshore-Windenergie aufgrund ihrer großen Potentiale von besonderer Bedeutung und werden daher den zukünftigen Stromsektor dominieren.

Tabelle 1.1: Quantitative Ziele der Erneuerbaren Energien [6, S. 11]

	2020	2030	2040	2050
Treibhausgasemissionen				
Reduzierung gegenüber dem Jahr 1990	Mindestens 40 %	Mindestens 55 %	Mindestens 70 %	Mindestens 80 % bis 95 %
Erneuerbare Energien				
Anteil am Bruttostromverbrauch	Mindestens 35 %	Mindestens 50 %	Mindestens 65 %	Mindestens 80 %
Anteil am Bruttoendenergieverbrauch	18 %	30 %	45 %	60 %

Dabei führt die fluktuierende erneuerbare Stromproduktion zu einem zunehmenden Umfang sowohl positiver – Unterdeckung – als auch negativer – Überschussleistung – Residuallasten. Unter Residuallast wird dabei die Netzlast abzüglich der Einspeisung nichtsteuerbarer Kraftwerke, wie beispielsweise der fluktuierenden erneuerbaren Stromproduktion, verstanden [8, S. 32].

Unter dem Begriff der Energiewende wird bisher hauptsächlich der Stromsektor als System subsumiert [9]. Dieses Begriffsverständnis wird sich langfristig zu einer dem Wort entsprechenden systemübergreifenden Energiewende hin transformieren müssen. Tabelle 1.2 zeigt die vier Phasen der Transformation hin zu einem CO₂-neutralen Energiesystem. Die erste und zweite Phase der Transformation sind durch die Entwicklung und Systemintegration der EE geprägt. In der dritten Phase werden die negativen Residuallasten insbesondere auch für die Mobilität genutzt. In der letzten Phase werden die fossilen Ressourcen in allen Nutzungsbereichen verdrängt.

Deutschland befindet sich aktuell, im Jahr 2015, in der zweiten Phase der Transformation. Folglich müssen jetzt die Grundlagen für die Phase drei gelegt werden, indem die potentiell möglichen Nutzungspfade des EE Stroms in der Mobilität anhand ihrer Wirtschaftlichkeit und ihres Beitrages zur Zielerreichung analysiert werden. Hierdurch wird neben dem Stromsektor auch beispielsweise der Gassektor in ein integriertes Energiesystem eingebunden.

Tabelle 1.2: Die vier Phasen der Transformation hin zu einem CO₂-neutralen Energiesystem, in Anlehnung an [10]

Phase 1	Phase 2	Phase 3	Phase 4
Entwicklung EE	Systemintegration	Brennstoffe	EE-Import
CO ₂ -Reduktion 0 – 20 %	CO ₂ -Reduktion 20 – 50 %	CO ₂ -Reduktion 50 – 75 %	CO ₂ -Reduktion 75 – 100 %
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Entwicklung Basistechnologien ▪ Wesentliche Kostenreduktionen ▪ Markteinführung und Ausbau ohne signifikante Implikationen für Gesamtsystem 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Aktivierung von Flexibilitäten bei residualer Stromerzeugung und –nutzung ▪ Kurzzeitspeicher ▪ Demand Side Management 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Signifikante Residuallasten ▪ Verwendung von EE Strom insbesondere für die Mobilität 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Vollständige Verdrängung fossiler Ressourcen in allen Nutzungsbereichen ▪ Import von erneuerbaren Energien

Abbildung 1.1 zeigt ein solches integriertes Energiesystem und dessen Schnittstellen.

Ein möglicher Pfad dieses integrierten Energiesystems ist der Strom-zu-Gas, auch Power-to-Gas genannte, Pfad. Dieser nutzt negative Residuallasten (Überschussleistung), um aus Wasser per Elektrolyse Wasserstoff und Sauerstoff herzustellen. Für den so erzeugten Wasserstoff existieren zurzeit drei wesentliche Nutzungspfade, siehe Abbildung 1.1:

1. Direkte Nutzung des Wasserstoffs beispielsweise im Verkehrssektor.
2. Methanisierung des Wasserstoffs und beispielsweise Einspeisung des Methans ins Erdgasnetz.
3. Nutzung des Wasserstoffs unter zusätzlicher Bereitstellung von CO₂ für nachgelagerte Wertschöpfungsketten beispielsweise Power-to-Liquid.

Der erste Pfad, die Nutzung des Wasserstoffs im Verkehrssektor, stellt unter Verwendung eines Wasserstoffpipelinennetzes eine wirtschaftliche Variante dar, die Treibhausgasemissionsziele für das Jahr 2030 zu erreichen. Dies hat das Institut für elektrochemische Verfahrenstechnik (IEK-3) anhand eines Beispielszenarios bilanziell gezeigt [11]. Dazu wurde ein Energiekonzept aufgestellt, welches folgende Kernpunkte berücksichtigt:

- Hauptenergieträger ist aufgrund der hohen Volllaststunden die Windenergie
- Installierte Leistung der EE deutlich über der maximalen Netzlast
- Überschüsse werden zu Wasserstoff gewandelt und per Pipeline dem Verkehrssektor zur Verfügung gestellt
- Lücken werden mit Gas und Dampfkraftwerken sowie offenen Gasturbinen gedeckt

Dieses Energiekonzept wurde in ein bilanzielles Beispielszenario überführt. Dazu wurden die EE um den Faktor 3,3 über der maximalen Netzlast ausgebaut. Hierzu wurden 167 GW Onshore und 70 GW Offshore Windenergieleistung installiert und die übrigen EE unverändert nach ihrem Stand aus dem Jahr 2011 übernommen. Die positive Residualenergie (Stromnachfrage) von 73 TWh wird über Gas- und Dampfkombikraftwerke und über offene Gasturbinen gedeckt. Von der negativen Residualenergie (Stromüberschuss) von 269 TWh werden 19 TWh abgeregelt und 257 TWh zur Wasserstoffproduktion genutzt. Mit den so erzeugten 5,4 Millionen Tonnen Wasserstoff könnten per Wasserstoffpipelinennetz 75 % des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff versorgt werden.

Krieg (2012) entwickelte ein Konzept für ein solches Wasserstoffpipelinennetz und berechnete dessen Kosten. In diesem Konzept werden 9.860 Tankstellen aus 14 Quellen in Deutschland mit Wasserstoff versorgt [12]. Jedoch setzt sich die Erzeugung zu gleichen Teilen aus der Braunkohlevergasung und Offshore-Windstrom zusammen [12, S. 151 ff.]. Es handelt sich formal also aufgrund der Braunkohlevergasung um kein Power-to-Gas Konzept.

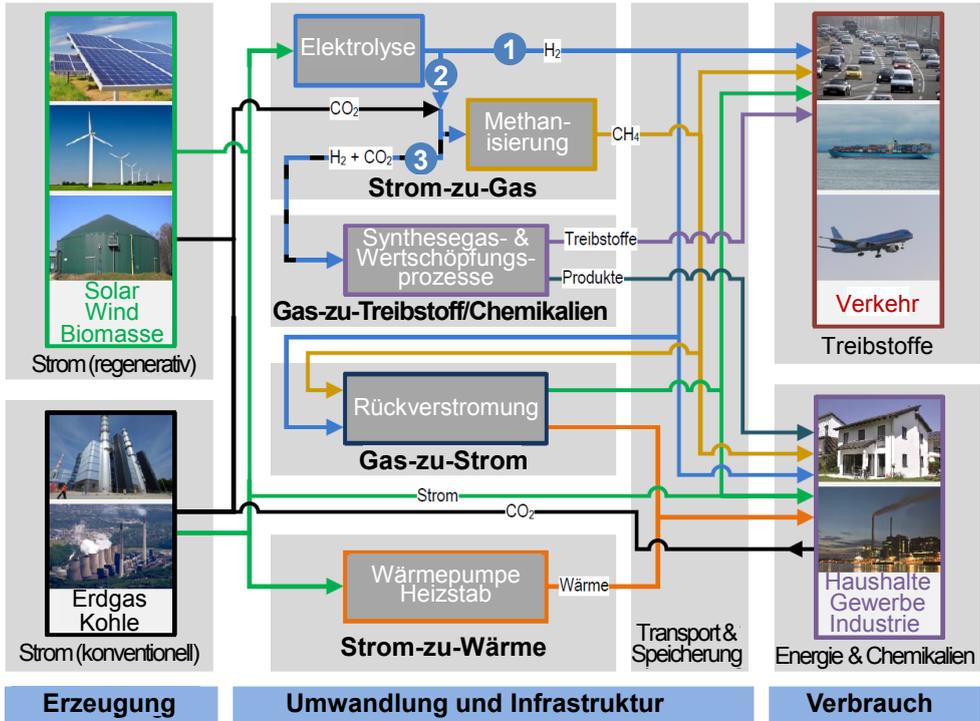


Abbildung 1.1: Überblick potentieller Schnittstellen in einem integrierten Energiesystem, in Anlehnung an [13]

1.2 Zielsetzung und Gliederung der Arbeit

Der zukünftige Strommarkt wird durch die fluktuierenden erneuerbaren Energien (FEE) Photovoltaik und Windenergie geprägt sein, welche sowohl positive als auch negative Residuallasten verursachen. Die negativen Residuallasten können in Power-to-Gas Konzepten genutzt werden, wobei zunächst aus Wasser per Elektrolyse Wasserstoff und Sauerstoff hergestellt werden. Dieser Wasserstoff kann auf einem zukünftigen Wasserstoffmarkt entweder direkt oder als Methan auf dem Erdgasmarkt abgesetzt werden. Dadurch entstehen weitreichende Interdependenzen zwischen Strom und Gas, die in einem zukünftigen Marktdesign berücksichtigt werden müssen.

Für die Entwicklung eines solchen Marktdesign muss im Vorfeld hinreichend Klarheit darüber geschaffen werden, was unter Marktdesign zu verstehen ist. Es lässt sich nach Ockenfels (2008) zusammenfassend als,

„[...] die Kunst, Institutionen so auszugestalten, dass Anreize und Verhalten mit den übergeordneten Zielen im Einklang stehen [...]“ [14, S. 1]

definieren. Insbesondere die Ziele sollten daher bei der Überlegung des zukünftigen Marktdesigns vorab auf Umsetzbarkeit, Operationalität, Ordnung, Konsistenz, Aktualität, Vollständigkeit, Durchsetzbarkeit, Transparenz und Überprüfbarkeit getestet werden [15, S. 132]. Genügen die Ziele diesen Anforderungen nicht, ist es fraglich, ob das daraus entwickelte Marktmodell erfolgreich sein kann. Ströbele et al. (2012) stellen einen Kausalzusammenhang zwischen der Qualität des Marktdesigns und den daraus resultierenden Transaktionskosten bzw. den wohlfahrtsteigernden Handelsaktivitäten dar [16, S. 94]. Demnach sind die Transaktionskosten umso niedriger und die wohlfahrtsteigernden Handelsaktivitäten umso höher, je besser das Marktdesign gestaltet ist. Daher ist eine genaue Zieldefinition für ein erfolgreiches Marktdesign notwendig.

Da nach Stolten et al. (2013) durch die Nutzung des Wasserstoffs im Verkehrssektor die Treibhausgasemissionsziele für das Jahr 2030 erreicht werden können, scheint dieser Pfad mit der Zielerreichung der Energiewende konform zu sein und wird näher analysiert [17].

Ziel dieser Arbeit ist es daher, potentielle Marktdesigns zu identifizieren und zu konzeptionieren, welche durch einen hohen Anteil FEE und die Nutzung des Wasserstoffs im Verkehrssektor gekennzeichnet sind. Weiterhin soll ein Modell entwickelt werden, welches den Strom- und Gassektor, inklusive einer Wasserstoffpipeline, abbildet und dementsprechend die Analyse der ausgewählten Marktdesigns in einem Modell ermöglicht.

Eine grundsätzlich zu erfüllende Aufgabe des angewandten Marktdesigns ist es

„[...] eine wissenschaftliche Literatur darüber aufzubauen, was konzeptionell für die Theorieentwicklung aus erfolgreichen und weniger erfolgreichen Designversuchen gelernt werden kann [...]“ [14, S. 2].

Daher wird in **Kapitel 2** die Entwicklung des deutschen Stromsektors vorgestellt. Ausgehend davon werden das aktuelle Strommarktdesign in Deutschland analysiert und die für das Marktdesign wesentlichen Teilmärkte – Spot und Regelenergie – beschrieben. Abschließend werden zwei alternativ mögliche Marktdesigns – Kapazitätsmarkt und Market-Splitting – vorgestellt und ihre Auswirkungen auf das Power-to-Gas Konzept umrissen.

In **Kapitel 3** wird der weltweite Wasserstoffmarkt beschrieben und analysiert. Da dieser aktuell keinen Beitrag für den Verkehrssektor leistet, wird das zukünftige Marktdesign über den Erdgasmarkt angenähert. Dies begründet sich darin, dass beide über vergleichbare Ausgangsbedingungen wie beispielsweise ein Pipelinenetz und großtechnische Speicher verfügen. Daher werden die Entwicklung des Erdgasmarktes und dessen heutiger Stand in Deutschland beschrieben. Die wesentlichen Vorteile und Herausforderungen verschiedener Netzzugangsmodelle für Pipelinenetze werden herausgestellt und deren Nutzung im Kontext einer Wasserstoffpipeline beschrieben.

Der Markt ist per Definition

„[...] die Gesamtheit der ökonomischen Beziehungen zwischen Anbietern und Nachfragern hinsichtlich eines Gutes innerhalb eines bestimmten Gebiets und eines bestimmten Zeitraums [...]“ [18, S. 217]

Daher ist es zur Umsetzung eines Marktdesigns notwendig, mögliche Anbieter und Nachfrager zu identifizieren und zu analysieren. **Kapitel 4** stellt dazu verschiedene Share- und Stakeholder entlang der Wertschöpfungskette vor und analysiert diese an ausgewählten Kennziffern. Die Kapitel 2, 3 und 4 werden unter dem Begriff der Umfeldanalyse subsumiert, vgl. Abbildung 1.2.

Aus der Umfeldanalyse ergeben sich geeignete Marktdesigns, die entsprechend in der Modellierung berücksichtigt werden. Die Methodik zur Modellierung des Strom- und Gassektors wird in **Kapitel 5** beschrieben.

Zur Evaluation sowie zur Umsetzungsanalyse wird in **Kapitel 6**, mittels der Methodik aus Kapitel 5, ein Energiekonzept aufgestellt, welches sich an den Vorgaben eines hohen Anteils FEE orientiert. Da die Inputwerte zur Berechnung der Wasserstoffgestehungskosten einer Unsicherheit unterliegen, werden in **Kapitel 7** diese Unsicherheiten mittels einer Monte-Carlo-Simulation berücksichtigt.

Kapitel 8 setzt die Modellierung sowie die gewonnenen Erkenntnisse in den Kontext des aktuellen Forschungsstandes und **Kapitel 9** fasst die wesentlichen Ergebnisse zusammen.

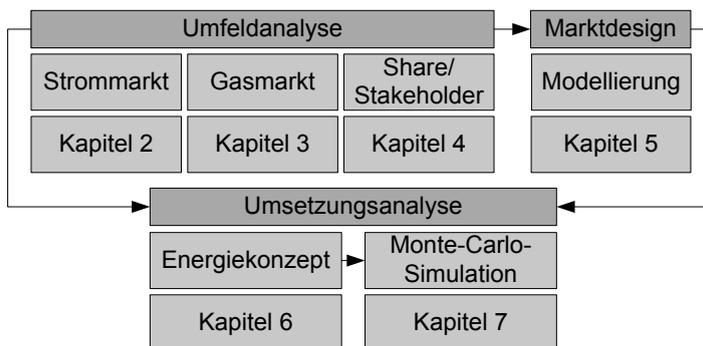


Abbildung 1.2: Gliederung der Arbeit

2 Strommarkt

In diesem Kapitel wird der Strommarkt in Deutschland beschrieben und analysiert. Neben der zeitlichen Entwicklung des deutschen Stromsektors in **Kapitel 2.1** wird das aktuelle Strommarktdesign in **Kapitel 2.2** beschrieben. Ausgehend von diesen Grundlagen werden anschließend die Marktsegmente Spotmarkt – Day-Ahead und Intraday – in **Kapitel 2.3** sowie der Regelenergiemarkt – Primär-, Sekundärregelung und Minutenreserve – in **Kapitel 2.4** detailliert analysiert. **Kapitel 2.5** beschreibt die zukünftigen Herausforderungen und zeigt mögliche alternative Marktkonzepte auf. In **Kapitel 2.6** werden die Strommarktanalysen um die Steuern und Umlagen abgegrenzt und erweitert. **Kapitel 2.7** fasst die wesentlichen Ergebnisse zusammen und diskutiert diese.

2.1 Die Entwicklung des deutschen Stromsektors

Parallel zum deutschen Gassektor (vgl. Kapitel 3) entwickelte sich der Stromsektor. Zusammenfassend lässt sich die Entwicklung bis zum Jahr 1900 von dezentralen in Stadtnähe gelegenen kleinen Kraftwerken hin zu zentralen Kraftwerken, deren Standorte sich nach den Transportkosten der Kohle zum Kraftwerk richten, beschreiben. Die genaue Entwicklung ist in Anhang B oder bei Bontrup und Marquardt (2010) [19] zu finden.

Bis Mitte der 90er Jahre wurde diese Entwicklung durch die politische Doktrin unterstützt, welche eine sichere und preisgünstige Energieversorgung durch

- geschlossene Versorgungsgebiete sowie eine
- leitungsgebundene Energieversorgung als natürliches Monopol

gewährleistet sah. Daher wurde der deutsche Markt auf sechs große Energieversorgungsunternehmen aufgeteilt, welchen jeweils ein festes Versorgungsgebiet zugeordnet wurde [20, S. 33 ff.]. Diese Doktrin wurde ab den 1970er Jahren in Zweifel gezogen und sollte durch die Doktrin eines

- funktionierenden Binnenmarktes ohne Binnengrenzen¹
- und die Verwirklichung eines wettbewerbsorientierten Elektrizitätsmarktes

abgelöst werden [21; 22]. Dieser Umbruch wurde mit der Liberalisierung der chilenischen Elektrizitätswirtschaft im Jahr 1982 gestartet und führte zur weltweiten Deregulierung der Elektrizitätsmärkte [23, S. 25 ff.]. Deutschland verabschiedete am 24.04.1998 ein neues Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), welches auf die Verabschiedung der Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlaments und des Rates, vom 19.12.1996, zurückgeht. Wesentliches Ziel dabei war es, die Gebietsmonopole aufzuspalten und die Übertragungsnetze für alle Stromerzeuger frei zugänglich zu machen². Die vormals buchhalterische Trennung von Erzeugung, Transport und Verteilung – das sogenannte unbundling – wurde durch das EnWG im Jahr 2005 um eine angeordnete Selbständigkeit der Netzbetreiber erweitert [20].

¹ Freier Verkehr von Waren, Personen, Dienstleistungen und Kapital.

² Für eine genaue Beschreibung der Entflechtung und Regulierung in der deutschen Energiewirtschaft siehe insbesondere Price Waterhouse Coopers (2008) [24].

Die geschichtliche Entwicklung von dezentralen, in Stadtnähe gelegenen kleinen Kraftwerken hin zu zentralen Kraftwerken dreht sich, aufgrund der dezentralen erneuerbaren Energien, wieder zurück. Dies verdeutlicht das aktuelle Strommarktdesign in Deutschland im folgenden Kapitel.

2.2 Das aktuelle Strommarktdesign in Deutschland

Dieses Kapitel analysiert das Strommarktdesign in Deutschland und die verschiedenen Wertschöpfungsstufen im Stromsektor. Ausgehend von diesen Analysen werden die Märkte ausgewählt, welche für ein zukünftiges Strom- und Gasmarktdesign von Bedeutung sind.

Das Strommarktdesign in Deutschland ist von den Wertschöpfungsstufen Förderung, Erzeugung, Großhandel, Transport und Verteilung sowie Vertrieb gekennzeichnet. Unter Förderung fällt die Rohstoffgewinnung der Primärenergieträger Braunkohle, Uran, Erdgas und Heizöl [25, S. 56]. Der Anteil dieser Primärenergieträger an dem Bruttostromverbrauch wird zusehends geringer, von 96,6 % im Jahr 1990 auf 74,7 % im Jahr 2013 und wird durch EE substituiert [26]. Abbildung 2.1 zeigt die Entwicklung der Strombereitstellung sowie der installierten Leistung aus EE vom Jahr 1990 bis zum Jahr 2013.

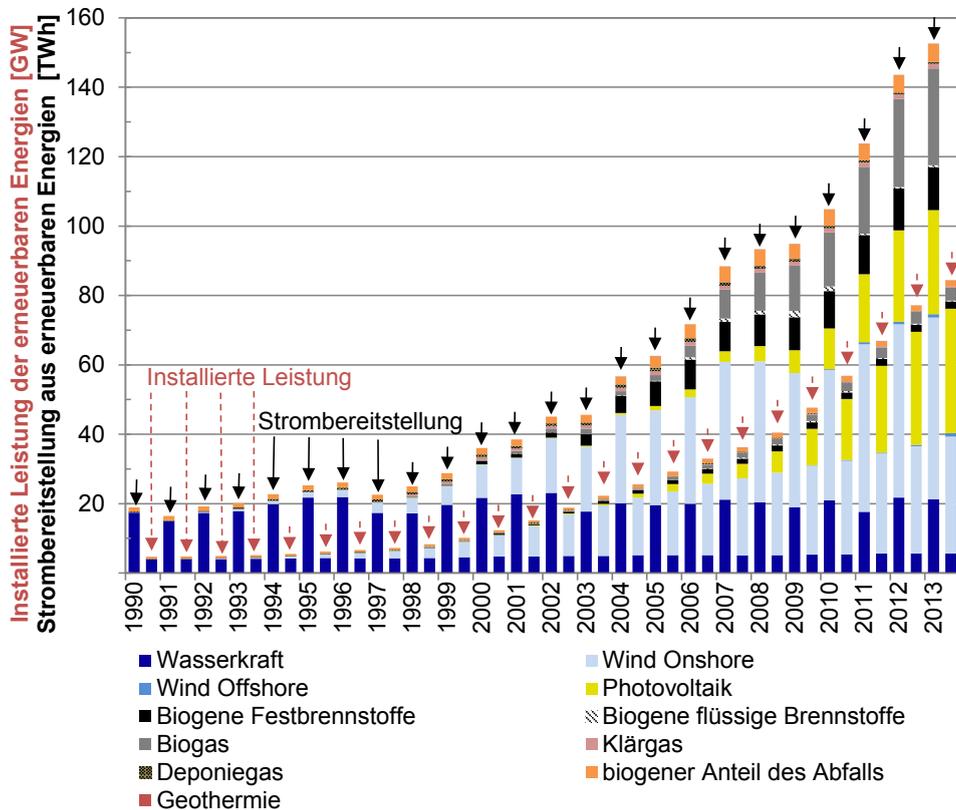


Abbildung 2.1: Entwicklung der Strombereitstellung aus erneuerbaren Energien in TWh (jeweils links des entsprechenden Jahres) sowie der installierten Leistung in GW (jeweils rechts des entsprechenden Jahres), Daten aus [26]

Auf der Erzeugungsstufe finden sich neben den großen Kraftwerksbetreibern E.ON, RWE, EnBW und Vattenfall verschiedene Stadtwerke oder unabhängige Kraftwerksbetreiber.

Beim Stromhandel wird zwischen Groß- und Einzelhandel unterschieden. Im Großhandel können große Strommengen schnell gekauft und verkauft werden, er beinhaltet dabei alle Handelsstufen vor der Belieferung des Endkunden. Der Strom kann auf der Großhandelsebene mehrfach gehandelt werden. Dadurch kommt es zu dem Phänomen, dass die gehandelte Strommenge größer als der verbrauchte Strom ist. Der Einzelhandel verkauft die Strommenge an den Endkunden, beispielsweise einen Haushaltskunden, mittels Standardverträgen bzw. bei Großkunden mittels Sonderverträgen [25, S. 60].

Der seit 1998 bestehende Großhandelsmarkt³ in Deutschland ermöglicht den außerbörslichen Handel zwischen zwei Handelspartnern, der sogenannte Over-the-counter (OTC)-Handel und den börslichen Handel. Gräber (2014) nennt die wesentlichen Vorteile und Nachteile des OTC-Handels gegenüber dem börslichen Handel [27, S. 11]:

- ✓ Hohe Flexibilität aufgrund geringer Regulierung und Standardisierung
- ✓ Vielzahl unterschiedlich strukturierter Kontrakte
- × Intransparent
- × Hohe Transaktionsrisiken

Die börslichen Handelsgeschäfte können langfristig⁴ auf Terminmärkten oder kurzfristig auf Spotmärkten erfolgen. Auf dem Terminmarkt werden Terminkontrakte⁵ bis zu sechs Jahre im Voraus gehandelt. Die Terminkontrakte umfassen Lieferzeiträume von einer Kalenderwoche, einem Kalendermonat, einem Quartal oder einem Kalenderjahr. Ziel der Terminmärkte ist die frühe Abdeckung der prognostizierten elektrischen Last sowie die Absicherung des Preisrisikos [29, S. 52]. Eine Strommenge, die über den gesamten Lieferzeitraum gehandelt werden kann, wird Base und eine Strommenge, die werktags zwischen 08:00 und 20:00 Uhr gehandelt werden kann, Peak genannt.

Der börsliche Terminhandel erfolgt für das Marktgebiet Deutschland an der European Energy Exchange (EEX) in Leipzig [27, S. 12]. Abbildung 2.2 zeigt die Preisentwicklung der Lieferzeiträume der Jahre 2003 bis 2013 am Terminmarkt der EEX mit den Handelszeiträumen der Jahre 2003 bis 2013. Die Preise steigen im Mittel kontinuierlich von ca. 5,5 ct/kWh Peak im Handelszeitraum 2005 auf ca. 13 ct/kWh Peak im Handelszeitraum 2008 bis 2009. Ab dem Handelszeitraum 2008 fallen die Preise im Mittel bis Anfang 2009 um ca. 6,5 ct/kWh Peak.

In Deutschland gibt es zwei Spotmärkte den Day-Ahead- und den Intraday-Markt [25, S. 60]. Auf dem Day-Ahead-Markt werden die Gebote für den kommenden Tag bis jeweils 12 Uhr mittags abgegeben, der Intraday-Markt erlaubt das Handeln von Stromprodukten bis zu 45 Minuten vor Lieferung [30, S. 14]. Als weiterer Markt sei hier der Day-After-Markt bzw. Yesterday-Markt genannt, welcher ein Markt zum Handeln von Bilanzkreisabweichungen⁶ ist. Hierdurch wird eine Verringerung der Ausgleichsenergiekosten ermöglicht, indem Handels-

³ Gräber (2014) definiert den Großhandel von Strom als den Handel, der nicht den Verkauf an Endverbraucher zum Gegenstand hat [27, S. 11].

⁴ Bundesnetzagentur (2013) definiert „langfristig“ mit einem Erfüllungszeitraum länger als eine Woche und „kurzfristig“ mit einem Erfüllungszeitraum kürzer als eine Woche [28, S.95].

⁵ Auch Futures genannt.

⁶ Zur Erläuterung des Begriffs Bilanzkreis siehe Seite 19.

partner bilateral Korrekturen an gegenläufigen Bilanzkreispositionen durchführen [31, S. 44]. Da er nach Leprich et al. (2013) kein klassischer Stromhandel ist, sondern vielmehr eine Optimierung der Ausgleichsenergiezahlungsströme ermöglicht, wird er im weiteren Verlauf nicht näher betrachtet [32, S. 24].

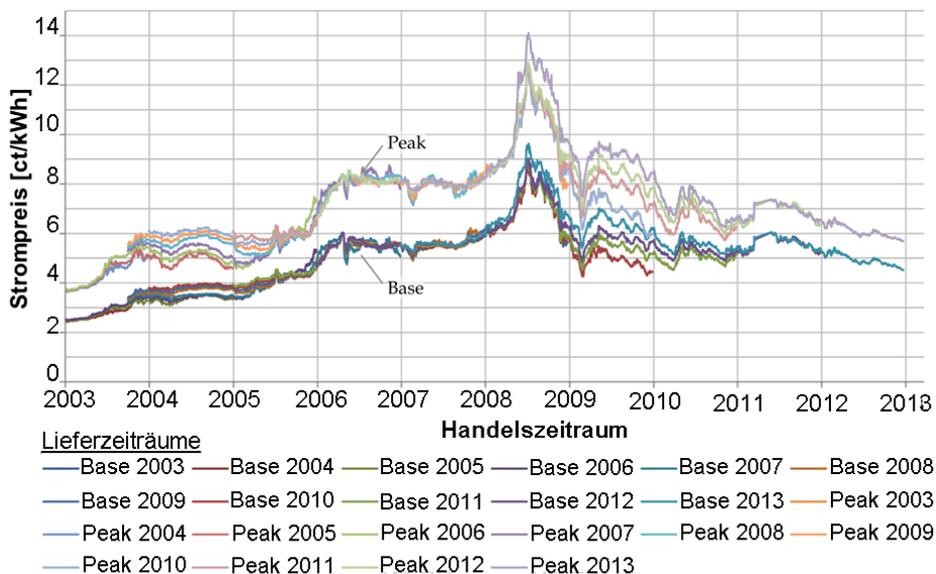


Abbildung 2.2: Preisentwicklung am Terminmarkt der EEX, in Anlehnung an [33, S. 6]

Bei den Spotmärkten werden zu 73 % preisunabhängig bzw. zu 27 % preisabhängige Kaufgebote und zu 82 % preisunabhängige bzw. zu 18 % preisabhängige Verkaufgebote platziert. Dies bedeutet, dass im Gegensatz zu preisabhängigen Geboten keine feste Preis-Mengen-Kombination vorgegeben wird [28, S. 101].

Abbildung 2.3 zeigt einen Überblick über die Marktstrukturen im Stromsektor sowie die Chronologie der Teilmärkte Termin, Spot und Regelenergie. Bei Termin- und Spotmarkt handelt es sich um einen Energy-only-Markt, hier wird nur die Energie vergütet. Im Gegensatz dazu wird bei den Regelenergiemärkten auch die Kapazität vergütet. Die detaillierte Beschreibung nach Kapazitäts- und Energy-only-Markt ist Kapitel 2.5.1 zu entnehmen.

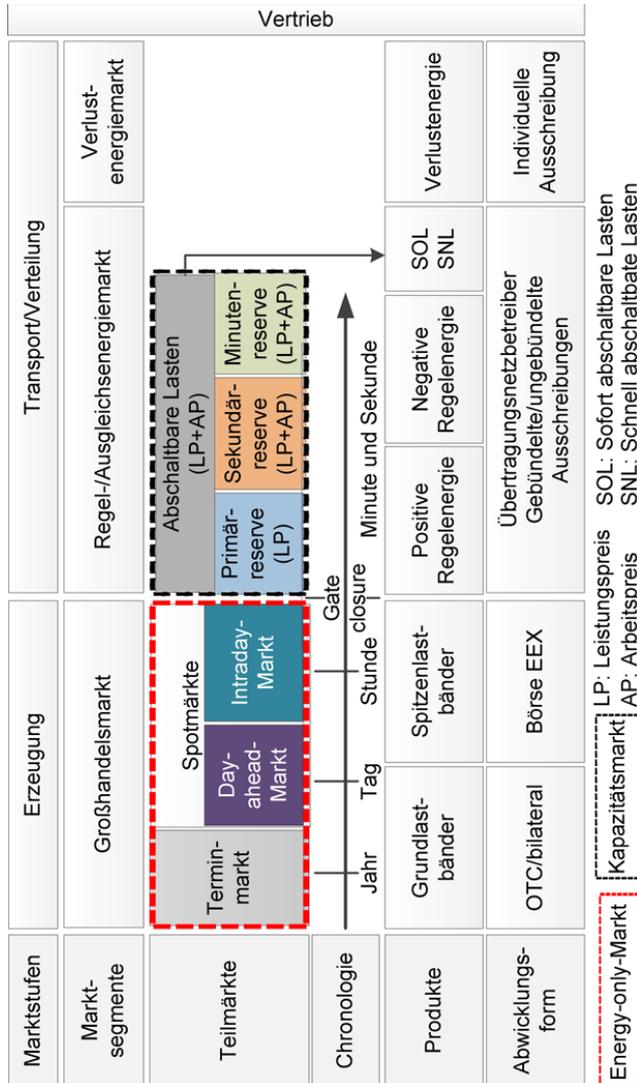


Abbildung 2.3: Marktstrukturen im Stromsektor, in Anlehnung an [34, S. 70; 35, S. 16]

Abbildung 2.4 zeigt die Anteile nach Termin- und Spotmärkten sowie nach OTC und Börse in TWh für die Lieferzonen Deutschland, Frankreich, Schweiz und Österreich im Jahr 2013. Zu sehen ist, dass lediglich 20 % der gehandelten Strommengen über die Börse geliefert wird.

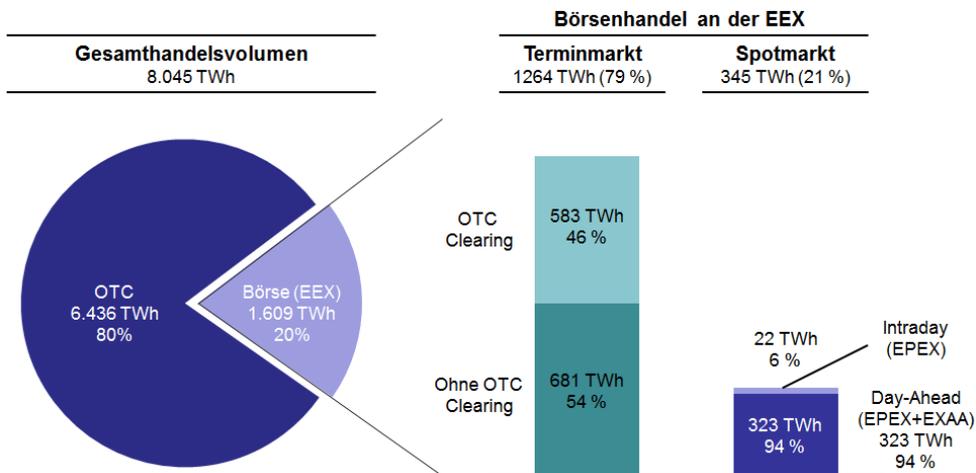


Abbildung 2.4: Verteilung des Gesamthandelsvolumens von Strom auf OTC- und Börsengeschäfte, sowie Aufteilung des Börsenhandels in Terminmarkt und Spotmarkt und deren Teilmärkte im Jahr 2013 [36, S. 17]

Somit zeigt theoretisch eine Analyse der Strombörsendaten nur einen kleinen Anteil der tatsächlich getätigten Stromhandelsgeschäfte. Da alle OTC-Handelspartner auch die Möglichkeit haben, ihren Strom über die Börse zu kaufen, stellt sich der Börsenpreis jedoch langfristig als Referenzpreis ein [25, S. 60], vgl. Beispiel 1 im Anhang A.

Durch Vertragsbindungen und individuelle Produkteigenschaften wird, in der Realität, kurzfristig kein Wechsel von außerbörslichem zu börslichem Handel stattfinden. Mittel- bis langfristig gilt die Börse jedoch als alternativer Handelsplatz [25, S. 60]. Daher ist eine genaue Analyse der Börsenpreise gleichbedeutend mit der Analyse der OTC-Preise und es wird sich im weiteren Verlauf auf die Analyse der Börsenpreise fokussiert.

Mit ca. 80 % hatte der Terminmarkt bisher eine deutlich höhere Bedeutung als der Spotmarkt, vgl. Abbildung 2.4. Dies wird sich mittel- bis langfristig aufgrund des Zubaus der EE verändern. Insbesondere fluktuierende erneuerbare Energien (FEE) wie Wind und Photovoltaik sind näher am Erfüllungszeitraum genauer prognostizierbar. Der gesamte Strommarkt wird sich daher zu kurzfristigeren Produkten und Märkten hin entwickeln. Auch Gräber (2014) sieht den Terminmarkt aufgrund des minimalen Zeitraums von einer Woche und der festen Base- und Peak-Struktur für das Handeln von FEE als wenig geeignet an [27, S. 13]. Das Umweltbundesamt (2011) nennt folgende drei Teilmärkte für eine stärkere Marktintegration der FEE [37, S. 116]:

- Der Großhandelsmarkt
- Der Verlustenergiemarkt
- Der Regelenergiemarkt

Mittels Elektrolyse erzeugter Wasserstoff wird zu einem hohen Anteil durch Strom aus fluktuierenden erneuerbaren Energien erzeugt. Aus diesem Grund sind insbesondere die mittel- bis kurzfristigen Strommärkte Day-Ahead und Intraday von hoher Bedeutung und daher genauer zu analysieren.

Im deutschen Netz erreicht ca. 95 % der eingespeisten Leistung den Endverbraucher. Die übrigen 5 % an Netzverlusten werden durch Regelenergie (vgl. Kapitel 2.4) oder zusätzliche Einspeisung gedeckt, die der ÜNB bei den Erzeugern einkauft [38, S. 662]. Zur Berechnung und weiteren Erläuterung der Verlustenergie siehe insbesondere Heuck et al. (2010) [38, S. 662] bzw. Brand et al. (2008) [34, S. 82]. Nach der Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (StromNZV) § 10 sind Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen dazu verpflichtet Verlustenergie in einem marktorientierten, transparenten und diskriminierungsfreien Verfahren zu beschaffen. Dazu müssen sie, ausgenommen Netzbetreiber mit weniger als 100 000 Kunden, einen eigenen Bilanzkreis⁷ führen, der ausschließlich zum Ausgleich der Verlustenergie bestimmt ist. Der Umfang der Verlustenergie in Deutschland betrug 2008 rund 25 TWh bei einem Gesamtumsatz von rund 400 Millionen Euro [34, S. 82]. Das Preisniveau der Verlustenergie orientiert sich dabei am Spotmarkt. Da es sich im Grunde bei der Verlustenergie um die Erbringung von elektrischer Arbeit handelt [39, S. 46 ff.], ist der Verlustenergiemarkt kein hinreichender Markt zur Implementierung von Elektrolyseuren in ein Strom- und Gasmaktdesign. Daher werden die Spot- und Regelenergiemärkte genauer analysiert und beschrieben.

⁷ Zur Erläuterung des Begriffs Bilanzkreis siehe Seite 19.

2.3 Spotmärkte

Spotmärkte als solche sind auf das kurzfristige Handeln ausgerichtet. In der Literatur wird häufig von dem Spotmarkt gesprochen [27, S. 20; 40] unter dem der Day-Ahead-Markt verstanden wird. Neben diesem Day-Ahead-Markt gibt es in Deutschland jedoch auch den Intraday-Markt als Spotmarkt, der entsprechend auch analysiert wird. Der Day-After-Markt bzw. Yesterday-Markt wird, wie in Kapitel 2.2 erwähnt, nicht weiter untersucht.

Der Day-Ahead-Markt erlaubt das Handeln bis zu einem Tag vor Stromliefertermin und der Intraday-Markt innerhalb des Tages der Stromlieferung. Der börsliche Spotmarkthandel ist, im Gegensatz zum Terminmarkt der EEX in Leipzig, auf der European Power Exchange (EPEX SPOT) in Paris möglich. Bis 2010 war auch der Spotmarkt in Leipzig angesiedelt [41].

Zu beachten ist, dass die Spotmärkte Interdependenzen zu den Regelenergiemärkten aufweisen. Beispielsweise reduziert die Vermarktung von Regelenergie die Kapazität an den Spotmärkten [42, S. 54].

Am gesamten Kaufs- und Verkaufsvolumen der EPEX SPOT haben Verbundunternehmen und Produzenten im Jahr 2012 einen Anteil von 58,4 %. Weitere Teilnehmergruppen sind ÜNB mit 16,6 %, Finanzdienstleistungs- und Kreditinstitute mit 14,3 %, Stadtwerke und Regionalversorger mit 8,5 % sowie kommerzielle Verbraucher mit 1,2 % [43, S. 103].

Ziele der Spotmärkte im Allgemeinen sind die Maximierung der Deckungsbeiträge, die Erzeugung technisch realisierbarer Fahrpläne sowie der Ausgleich des Portfolios nahe am Lieferzeitpunkt [42, S. 3]. Unter Deckungsbeitrag wird die Differenz zwischen Erlösen und kurzfristigen variablen Erzeugungskosten verstanden. In der Kurzfristigkeit der Spotmärkte werden die nicht beeinflussbaren Aufwendungen für Personal, Abschreibungen, Verwaltung und Versicherung nicht berücksichtigt [44, S. 9].

Die kurzfristigen variablen Erzeugungskosten werden auch als Grenzkosten bzw. Marginal Cost (MC) bezeichnet, also als Kosten, die sich bei Steigerung der Ausbringungsmenge um eine Einheit in der kurzen Frist ändern. Ockenfels et al. (2008) fassen unter den Grenzkosten in der Stromproduktion die Brennstoffkosten, die Opportunitätskosten und weitere variable Kosten zusammen [45, S. 65]. Unter Opportunitätskosten bei der Stromproduktion werden beispielsweise die entgangenen Erlöse einer Stromauktion bei Verkauf des Stroms an den Regelenergiemärkten verstanden oder der „Verbrauch“ von Zertifikaten und die dadurch entgangene Möglichkeit des Verkaufs der Zertifikate im Emissionshandel [23, S. 12; 45, S. 65].

Die Grenzkosten je Kraftwerk werden zur Preisbestimmung auf den Spotmärkten aufsteigend sortiert bis die angebotene Leistung der nachgefragten Leistung entspricht. Eine solche Einsatzreihenfolge bezeichnet man als Merit-Order. Abbildung 2.5 zeigt die Merit-Order des deutschen Kraftwerkparks anhand eines Beispielfalls. Das zuletzt gezogene Kraftwerk bestimmt den Markträumungspreis bzw. englisch Market-Clearing-Price (MCP) und wird, ebenso wie alle anderen Kraftwerke, mit eben diesem vergütet. Da alle Anbieter links des MCP im Gegensatz zum Pay-as-bid Verfahren, vgl. Kapitel 2.4.1, den MCP erhalten, handelt es sich um ein Einheitspreisverfahren. Dieses Zusatzeinkommen gegenüber den Grenzkosten wird inframarginale Rente genannt und kann zur Fixkostendeckung eingesetzt werden [45, S. 72].

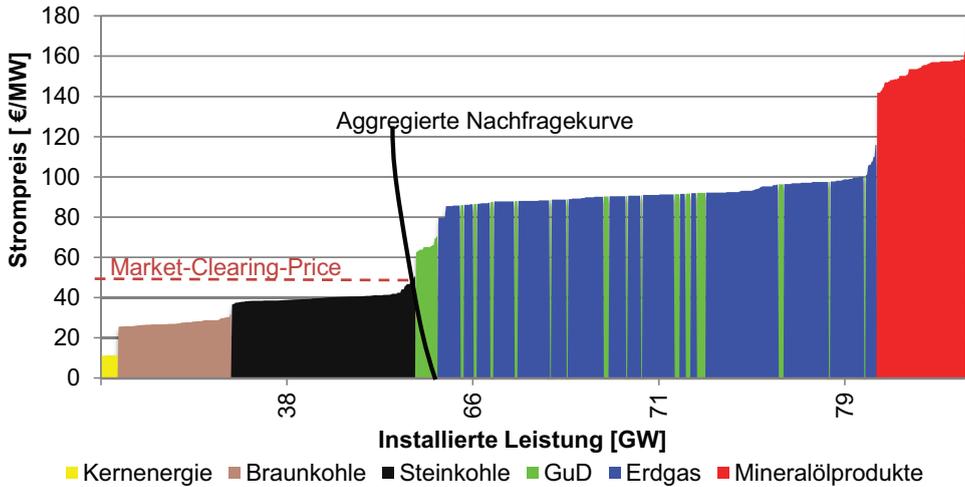


Abbildung 2.5: Merit-Order des konventionellen Kraftwerksparks, in Anlehnung an [36, S. 65]

Abbildung 2.6 zeigt die kumulierten Handelsvolumina der entsprechenden Jahre des Day-Ahead- und Intraday-Marktes. Trotz steigenden Handelsvolumens des Intraday-Marktes, von 0,1 TWh in 2007 auf 16,3 TWh in 2013, ist dieser Markt im Jahr 2013 um den Faktor 15 kleiner als der Day-Ahead Markt. Aufgrund der fluktuierenden erneuerbaren Energien steigt die Notwendigkeit, kurzfristig vor der Stromlieferung die vorausgesagte Strommenge anzupassen. Somit wird langfristig der Intraday-Markt an Bedeutung gewinnen.

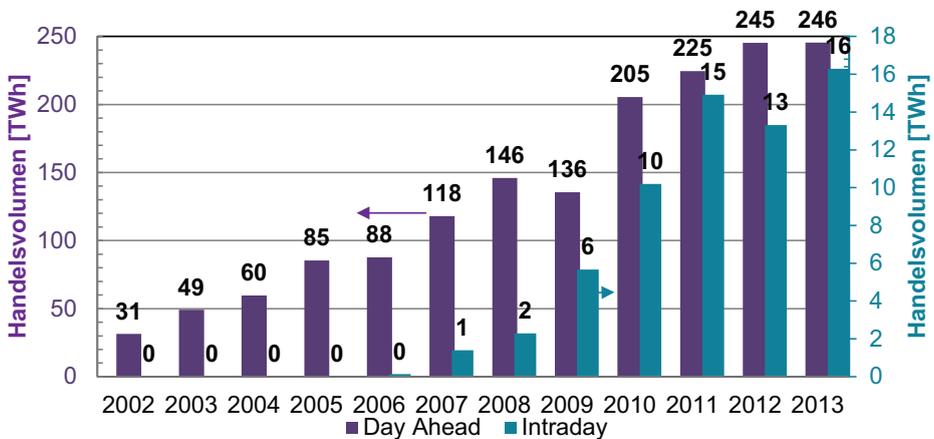


Abbildung 2.6: Kumulierte Handelsvolumina des Day-Ahead-Marktes von 2002 bis 2013 (lila) sowie des Intraday-Marktes von 2006 bis 2013 (cyan), Daten von [46]

2.3.1 Day-Ahead-Markt

Auf dem Day-Ahead-Markt der EPEX SPOT können Stromlieferungen für den nächsten Tag gehandelt werden. Die Marktregionen sind Frankreich, Deutschland-Österreich und die Schweiz. Die Marktregion Deutschland-Österreich wird in die Marktzone der entsprechenden Regelzonen von Amprion, TenneT, 50Hertz, TransnetBW und Austrian Power Grid unterteilt [47].

Neben Einzelstunden können auch Blöcke gehandelt werden. Die Preise unterliegen der Grenze von -500 und 3000 €/MWh für die erste Auktion. Es können wahlweise 17 standardisierte oder benutzerdefinierte Blöcke gehandelt werden. Das Mindestvolumen beträgt 0,1 MW für Einzelstunden und Blöcke [47].

Die Gebote können mittels einer Bietkurve übermittelt werden. Hier werden Kauf- und Verkaufspreise für jede Stunde an die Börse übertragen. Mittels dieser Gebote ermittelt die Börse den markträumenden Preis jeder Stunde [16, S. 256]. Die Eingabe kann in das so genannte „Order Book“ bis 12 Uhr für die Marktgebiete Deutschland und Österreich eingestellt werden. Die Ergebnisse werden jeweils ab 12:42 Uhr eingestellt. Sollte es zu keinem Ergebnis gekommen sein, wird eine zweite Auktion mit den Grenzen -150 und 500 €/MWh gestartet [48].

Der Preis des Day-Ahead-Marktes der Jahre 2000 bis 2014 beträgt im Mittel über alle Jahre 39 €/MWh. Das maximale Volumen am 27.10.2013 um 3 Uhr beträgt 56 GW.⁸

Die hohe Variabilität aus Abbildung C.1 verdeutlicht Abbildung 2.7 anhand einer Beispielwoche im Jahr 2013. Der Mittelwert der Strompreise der analysierten Woche beträgt 42 €/MWh mit einer Standardabweichung von 20 €/MWh.

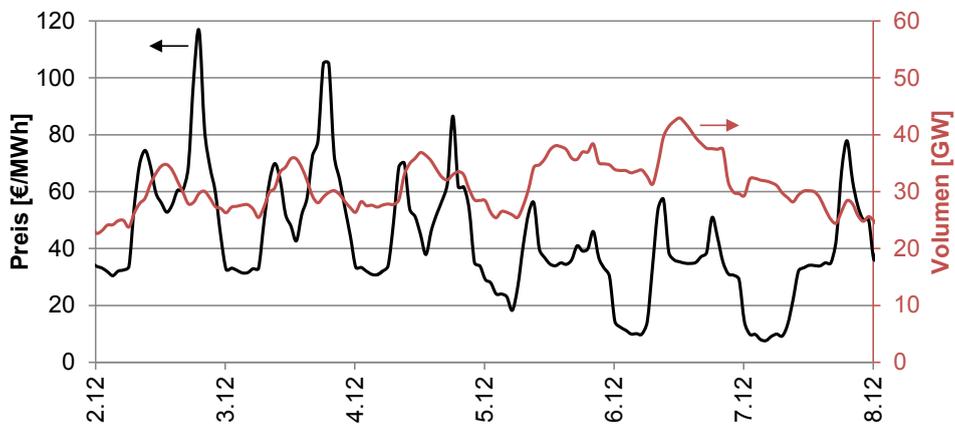


Abbildung 2.7: Stündliche Preise (schwarz) und Volumen (rot) für die Woche von Montag dem 02.12.2013 bis Sonntag dem 08.12.2013, Daten von [46]

⁸ Im Anhang C sind die Preise und Volumen der Jahre 2000 bis 2014 des Day-Ahead-Marktes zu finden.

2.3.2 Intraday-Markt

Der Intraday-Markt erlaubt das Handeln von Stromprodukten bis zu 45 Minuten vor Lieferung [30, S. 14]. Mit diesem kurzen Zeitraum vor Erbringung der Stromlieferung werden die Kosten für die Ausgleichs- und Regelernergie minimiert [23, S. 28]. Er dient beispielsweise zum Ausgleich kurzfristiger Prognoseabweichungen der fluktuierenden erneuerbaren Energien und gewinnt dadurch zunehmend an Bedeutung, wie in Abbildung 2.6 am steigenden Handelsvolumen zu sehen ist.

Der Intraday-Markt erlaubt Kontraktgrößen mit einem Mindestvolumen von 0,1 MW. Die minimale Preisänderung beträgt 0,01 €/MWh bei einer Preisspanne von -9.999 € bis 9.999 € [30]. Der Mittelwert der Preise über den Zeitraum vom 25.09.2006 bis zum 31.12.2013 lag bei 46,7 €/MWh mit einer Standardabweichung von 23,7 €/MWh. Der Mittelwert der kumulierten Stundenvolumina eines Tages über den gesamten Zeitraum beträgt 1.128 MW mit einer Standardabweichung von 1.165 MW.⁹

Im Gegensatz zum Day-Ahead-Markt wird beim Intraday-Markt aufgrund der geringen Handelsmengen und des kontinuierlichen Handels kein Einheitspreisverfahren angewandt. Die Kauf- und Verkaufsgebote der Marktteilnehmer werden von der Börse gesammelt und in Orderbüchern veröffentlicht [44, S. 18]. Diese können voll- oder auch teilausgeführt werden, die genauen Spezifikationen erläutert EPEX SPOT (2014) [30, S. 14]. Somit wird im Intraday-Markt, wie auch im Regeler Energiemarkt, ein Pay-as-bid-Verfahren angewandt, vgl. Kapitel 2.4.1. Abbildung 2.8 zeigt für die gleiche Woche aus Abbildung 2.7 die Intraday Volumen und Preise.

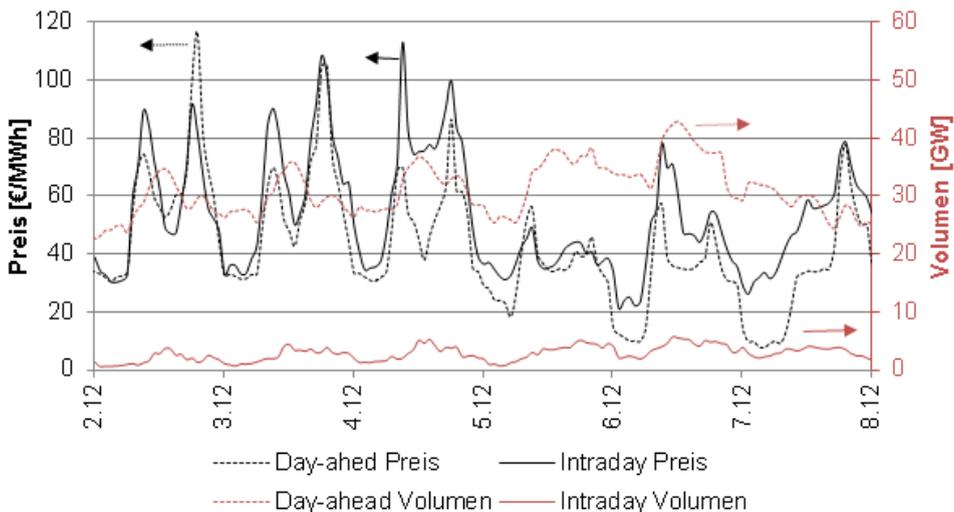


Abbildung 2.8: Stündliche Preise (schwarz) und Volumen (rot) von Day-ahead und Intraday für die Woche von Montag dem 02.12.2013 bis Sonntag dem 08.12.2013, Daten von [46]

⁹ Im Anhang D befinden sich das tagesbasierte Minimum, Maximum und der Mittelwert der Intraday Preise sowie das Volumen vom 25.09.2006 bis zum 31.12.2013.

Die Preise besitzen mit einer Korrelation von 0,84 – von Intraday zu Day-ahead – einen nahezu gleichen Verlauf. Der Mittelwert der Strompreise der analysierten Woche beträgt Intraday 48 €/MWh, gegenüber 42 €/MWh Day-ahead, mit einer Standardabweichung von 22 €/MWh, gegenüber 20 €/MWh Day-ahead. Die Korrelation der Volumina, von Intraday zu Day-ahead, ist mit 0,7 etwas geringer gegenüber der Korrelation der Preise. Die Volumina sind im Intraday-Handel im Mittel um den Faktor 14 geringer als im Day-ahead-Handel. Dies zeigt, dass tendenziell, wie erwartet, grundsätzlich die Spotmärkte Day-ahead und Intraday ein gleiches Verhalten aufweisen. Damit kann angenommen werden, dass sich bei einer weiteren Verschiebung hin zu dem Intraday Markt keine fundamental neuen Preise einstellen werden. Unterschiede entstehen dadurch, dass die im Stundendurchschnitt gleichen Preise sich während des Handelszeitraums stark vom Durchschnittspreis im Intraday-Markt, während des Handelszeitraums, unterscheiden [49].

2.3.3 Implikationen für das Strom- und Gasmarktdesign

Insbesondere die Spotmärkte Day-ahead und Intraday sind für den Stromeinkauf eines Elektrolyseurs geeignet. Hier können Elektrolyseure aufgrund ihrer Flexibilität, vgl. Kapitel 3.1.2, von den schnellen Strompreisverschiebungen profitieren. Werden beispielsweise die Strompreise über zwei Stunden negativ und bewegen sich danach über mehrere Stunden bis auf 100 €/MWh, kann der Elektrolyseur so lange Strom beziehen, wie es wirtschaftlich sinnvoll ist. Daher kann sich bei den Spotmärkten das Verhältnis von preisabhängig zu preisunabhängig fundamental in Richtung preisabhängig hin entwickeln. Aktuell werden zu 73 % preisunabhängig Kaufgebote und zu 82 % preisunabhängige Verkaufsgebote platziert [28, S. 101].

Langfristig kann von einer Volumenverschiebung von Terminprodukten hin zu kurzfristigen Produkten ausgegangen werden. Daher werden die Spotmärkte in ihrem Volumen weiter zunehmen. Somit entspricht die allgemeine Marktentwicklung der notwendigen Marktentwicklung für ein Strom- und Gasmarktdesign zur Versorgung des Straßenverkehrs mit Wasserstoff.

Die hohe Variabilität der Spotmarkt-Preise – siehe Abbildung 2.8 –, zeigt, dass die strompreisminimale Fahrweise beispielsweise eines Elektrolyseurs hoch flexibel sein muss.

Einer direkten Strombeschaffung am Spotmarkt stehen jedoch beispielsweise die hohen Sicherheiten, Anbindungs- und Teilnahmeentgelte, beispielsweise 25.000 € Teilnahmeentgelt für die EPEX SPOT [50], entgegen.

2.4 Die Regelenenergiemärkte

Neben den Spotmärkten sind die Regelenenergiemärkte von Bedeutung für die Implementierung eines Strom- und Gasmarktes zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit regenerativem Wasserstoff. Daher werden die entsprechenden Grundlagen der Regelenenergie in diesem Kapitel erläutert. Die drei Regelenenergiearten – Primär-, Sekundärregelung und Minutenreserve, vgl. Abbildung 2.9 – sowie die abschaltbaren Lasten werden detailliert analysiert und ihre zukünftige Entwicklung abstrahiert. Abschließend werden die Implikationen für den Strom- und Gasmarkt abgeleitet.

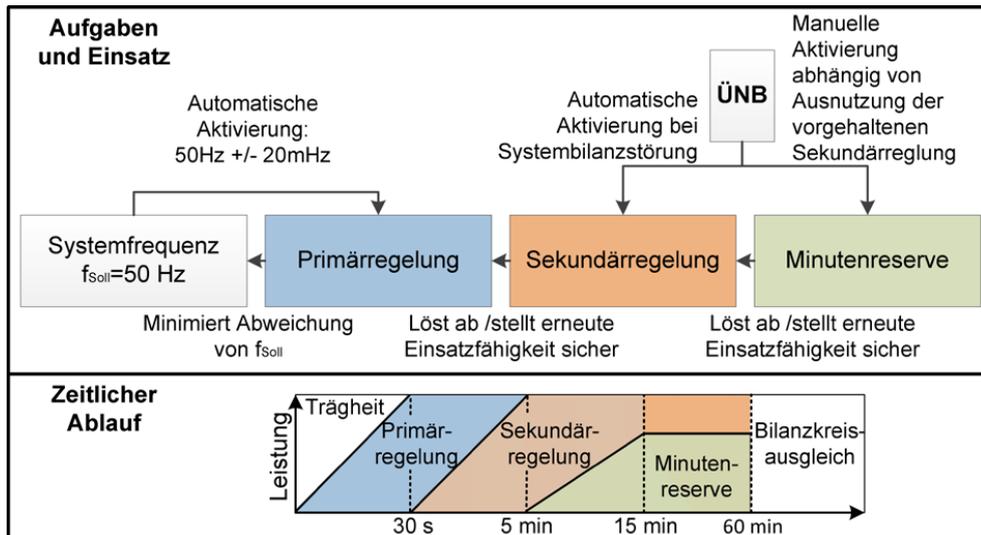


Abbildung 2.9: Aufgaben, Einsatz und zeitlicher Ablauf der drei Regelenenergiearten in Deutschland, in Anlehnung an [51, S. 3; 52, S. 10; 53, S. 14]

Erzeugung und Verbrauch müssen im elektrischen Netz zu jedem Zeitpunkt gleich sein. Dies kann über die Netzfrequenz, welche im ENTSO-E¹⁰ Netz 50 Hz ist, überprüft werden. Kommt es zu einer Erhöhung der Last gegenüber der Erzeugung, sinkt die Netzfrequenz. Steigt die Erzeugung gegenüber der Last, steigt auch die Netzfrequenz. Beispiele für solche Veränderungen sind ungeplante Kraftwerksausfälle, Lastprognosefehler, Lastrauschen, Windprognosefehler oder Fahrplansprünge [54, S. 7]. Eine der Systemdienstleistungsaufgaben der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) ist es dieses Gleichgewicht, aus Erzeugung und Verbrauch, aufrecht zu erhalten. Dazu muss der ÜNB die drei Regelenenergiearten: Primär¹¹- und Sekundärregelleistung¹² sowie Minutenreserve¹³ vorhalten.

10 European Network of Transmission System Operators for Electricity. Zusammenschluss von 34 Übertragungsnetzbetreibern.

11 Bzw. Frequency Containment Reserve (FCR).

12 Bzw. automatic Frequency Restoration Reserve (aFRR).

13 Bzw. manual Frequency Restoration Reserve (mFRR).

Weitere Aufgaben des ÜNB sind die Bereitstellung von Verlustenergie, die Vorhaltung von Blindleistung, die Bereitstellung von schwarzstartfähigen Kraftwerken sowie nationales und grenzüberschreitendes Redispatch und Countertrading (vgl. Kapitel 2.5.2).

In Deutschland existieren zurzeit vier ÜNB: Amprion, 50 Hertz, Transnet BW und TenneT. Diese verwalten jeweils eine abgegrenzte Regelzone, wie in Abbildung 2.10 zu sehen. Diese Regelzonen lassen sich weiterhin in 100 bis 200 Bilanzkreise unterteilen [16, S. 257]. Ein Bilanzkreis ist dabei ein reines Abrechnungskonstrukt [16, S. 178] und im Gegensatz zur Regelzone keine geographisch abgrenzbare Einheit [55, S. 22]. Das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) § 3 Abs. 10a definiert einen Bilanzkreis im Elektrizitätsbereich als eine

„[...] Zusammenfassung von Einspeise- und Entnahmestellen, die dem Zweck dient, Abweichungen zwischen Einspeisungen und Entnahmen durch ihre Durchmischung zu minimieren und die Abwicklung von Handelstransaktionen zu ermöglichen.“

Nach der Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (StromNZV) § 4 bestehen Bilanzkreise aus mindestens einem Einspeise- oder einem Ausspeisepunkt. Einspeisungen und Ausspeisungen können dabei physikalisch oder rein virtuell, in Form von Händlerströmen, erfolgen [55, S. 22].

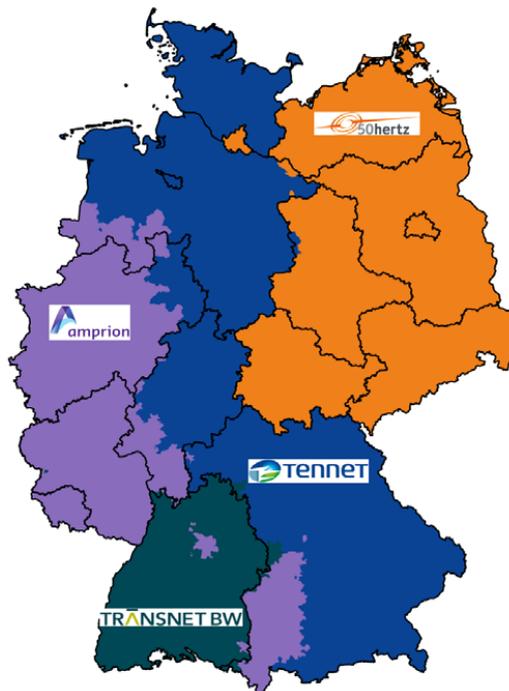


Abbildung 2.10: Die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber, Gemeinden zugeordnet nach [56], in Anlehnung an [57, S. 40]

Jedes in Deutschland stromhandelnde Unternehmen muss mindestens einen Bilanzkreis besitzen. Der zuständige Bilanzkreisverantwortliche (BKV) übermittelt dem ÜNB Fahrpläne über die geplanten Ein- und Ausspeisungen. Die Summe aus Ein- und Ausspeisungen muss null sein. Der Vorgang um dies zu erreichen, wird „glattstellen“ des Bilanzkreises genannt.

Dies wird systematisch von den ÜNB kontrolliert und bei Pflichtverletzung mit der Kündigung des Bilanzkreisvertrages bestraft [58, S.25].

Kommt es zu unplanmäßigen Abweichungen, muss der Bilanzkreis Ausgleichsenergie beziehen oder bereitstellen. Die bezogene oder bereitgestellte Energie wird zu seinem sogenannten Regelzonensaldo innerhalb einer Regelzone saldiert. Bilanzkreise, welche die Regelzone mit Ausgleichsenergie unterstützen, werden belohnt, während Bilanzkreise, die destabilisieren, bestraft werden [16, S. 257-261], vgl. Beispiel 2 im Anhang A.

Die genaue Erläuterung zur Berechnung der Ausgleichsenergie findet sich bei Ströbele et al. (2012) [16, S. 257-261]. Während die Kosten bzw. Erlöse aus dem Arbeitspreis mit dem BKV abgerechnet werden, werden die Kosten zur Vorhaltung der Regelleistung über die Netzentgelte¹⁴ verrechnet. Abbildung 2.11 veranschaulicht diesen Zusammenhang.

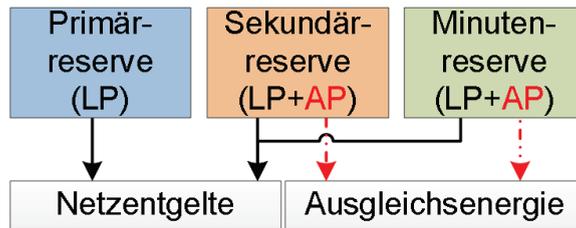


Abbildung 2.11: Aufteilung der Kosten für Leistungspreis (LP: schwarz) und Arbeitspreis (AP: rot) durch die Übertragungsnetzbetreiber, in Anlehnung an [59, S. 10]

Zum Ausgleich des positiven Regelzonensaldos, siehe Beispiel 2, wird die sogenannte Regelenergie verwendet. Hierzu können seit 2001 Kraftwerksbetreiber und Stromkunden auf dem Regelenergiemarkt in Deutschland an dem Ausschreibungswettbewerb für die drei Regelleistungsqualitäten: Primärregelleistung, Sekundärregelleistung und Minutenreserveleistung teilnehmen. Seit dem 28.12.2012 ist als weitere Option der ÜNB die sogenannte abschaltbare Last hinzugekommen [60]. Der Regelenergiemarkt trägt mit insgesamt ca. 800 Mio. € pro Jahr zum Erlöspotential der Erzeugungsanlagen bei [59].

Formal wird zwischen positiver und negativer Regelleistung unterschieden. Unter positiver Regelleistung wird eine Erhöhung der Erzeugung oder eine Absenkung des Verbrauches verstanden. Abschaltbare Lasten sind daher als positive Regelleistung zu verstehen. Negative Regelleistung meint eine Absenkung der Erzeugung oder eine Erhöhung des Verbrauches. Elektrolyseure können sowohl positive als auch negative Regelleistung bereitstellen. Bei positiver Regelleistung wird der Elektrolyseur gedrosselt, bei negativer Regelleistung im Überlastbetrieb bzw. bei vorher gedrosselter Leistung nun mit höherer Leistung, gefahren.

Vor Erbringung von Regelleistung müssen entsprechende Präqualifikationen durchlaufen werden. Ob und inwieweit ein Elektrolyseur zur Erbringung von Regelleistung geeignet ist, kann mittels des Transmission Code 2003 und 2007 bestimmt werden [60].

¹⁴ Die Kosten für die Regelenergiearten, welche auf die Netzentgelte übertragen werden sind Abbildung 2.15 zu entnehmen.

2.4.1 Schwungmassen und Primärregelung

Da bei einem Leistungsdefizit, also einer Abweichung zur Sollfrequenz, die Erzeugung bzw. der Verbrauch nur verzögert angepasst werden kann, erfolgt die erste Regelung über die kinetische Energie rotierender Schwungmassen. Dies erfolgt insbesondere über Synchrongeneratoren aufgrund ihrer frequenzstarrten Netzkopplung [61, S. 8].

Anschließend greift die Primärregelung, vgl. Abbildung 2.9, welche eine automatische Funktion der Turbinenregler darstellt. Zur technischen Beschreibung siehe Kurth und Greiner (2008) [62]. Die Primärregelleistung wird im solidarischen Prinzip im Synchronbetrieb ausgeführt. Die Regelblöcke beteiligen sich anteilig entsprechend ihrer Jahresarbeit. Für Europa muss eine Regelleistung von 1 % der Spitzenlast, zurzeit 3.000 MW¹⁵ bereitgehalten werden [63, S. 81]. Die vollautomatische Aktivierung erfolgt bei Frequenzschwankungen von +/- 0 mHz bis 200 mHz um den Sollwert von 50 Hz¹⁶ proportional von 0 % bis 100 %. Die Aktivierung erfolgt in 30 Sekunden bei einem abzudeckenden Zeitraum von 0 bis 15 Minuten [51, S. 4].

Die Vergütung erfolgt wie bei allen Regelleistungen in Deutschland über ein sogenanntes Pay-as-bid-Verfahren. Dies bedeutet, dass die Marktteilnehmer ihre Regelleistung mit einem Gebot anbieten und bei Ziehung mit diesem Gebot vergütet werden. Die Ziehung richtet sich nach einer kostenminimalen Allokation der Angebote anhand ihres Leistungspreises, ähnlich der Merit-Order. Im Gegensatz zur Merit-Order an der Spotstrombörse, bei der jedes gezogene Kraftwerk mit dem Markträumungspreis vergütet wird, wird im Pay-as-bid-Verfahren nur der angebotene Preis vergütet (vgl. Kapitel 2.3). Abbildung 2.12 verdeutlicht diesen Zusammenhang mit einem Beispiel der gezogenen Angebote der Primärregelleistung für die Woche vom 26.05.2014 bis zum 01.06.2014, vgl. Beispiel 3 im Anhang A.

Ockenfels et al. (2008) führt die wesentlichen Vorteile und Nachteile des Pay-as-bid-Verfahrens gegenüber dem Markträumungsverfahren auf [45, S. 22-26]. Kasper (2014) fasst es mit der Aussage zusammen, dass das Pay-as-bid Verfahren für Märkte mit begrenzter Liquidität oder dominanten Marktteilnehmern geeignet ist, wobei daraus folgend ein strategisches Bietverhalten entstehen kann [59, S. 8].¹⁷

Bei der Primärregelung wird, im Gegensatz zur Sekundärregelung und Minutenreserve bei der positiv und negativ angeboten werden kann, nur ein symmetrisches Produkt angeboten [52, S. 21]. Die gezogenen Leistungen werden mit einem Leistungspreis und keinem Arbeitspreis vergütet. Somit wird die bezahlte Leistung im best-case nie und im worst-case im gesamten Angebotszeitraum gezogen. Die Ausschreibungen zur Primärregelleistung finden seit dem 26.06.2011 wöchentlich, vorher monatlich, statt. Die Mindestangebotsgröße der Marktteilnehmer beträgt 1 MW [65].

¹⁵ Zur Begründung für die 3.000 MW siehe insbesondere [52, S. 19]

¹⁶ Die aktuelle Netzfrequenz kann beispielsweise bei www.netzfrequenzmessung.de [64] abgerufen werden.

¹⁷ Vgl. Abbildung A.1 in Anhang A.

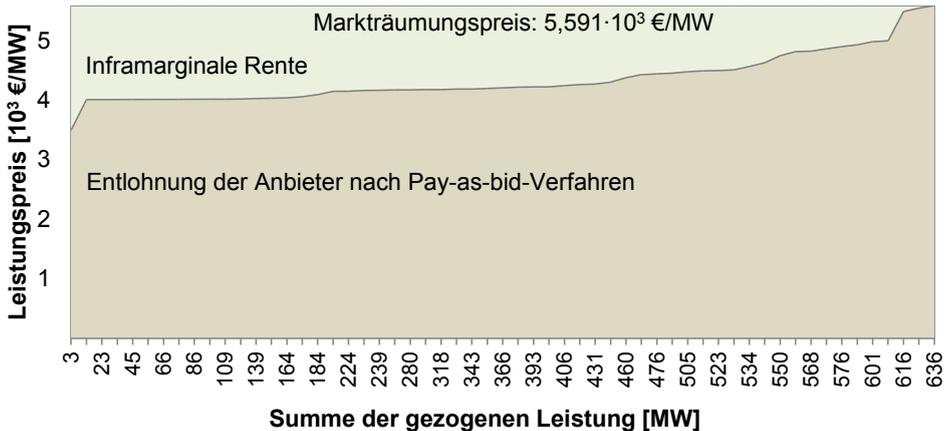


Abbildung 2.12: Vergleich der Vergütung nach Merit-Order und Pay-as-bid mittels Angebotskurve der Primärregelleistung in der Woche vom 26.05.2014 bis 01.06.2014, Daten aus [66]

Am 27.06.2011 wurde die Intervalldauer von einer monatlichen auf eine wöchentliche Ausschreibung verringert. Dies hatte eine dementsprechende Anpassung der Marktteilnehmer zur Folge. Der Mittelwert vom 01.12.2007 bis zum 27.06.2011 betrug $15 \cdot 10^3 \text{ €/MW}$.¹⁸ Im worst-case bei einem dauerhaften Abruf im Monat mit 30 Tagen je 24 h, bedeutet dies 21,01 €/MWh bzw. 2,101 €/ct/kWh. Der Mittelwert der wöchentlichen Auktionen hat sich auf 3.074 €/MW um den Faktor 5 verringert. Dies entspricht einem Wert von 18,3 €/MWh bei 24 h je Tag in einer Woche (24/7).

Friedl et al. (2012) analysieren zum Vergleich den mengengewichteten Durchschnittspreis in Österreich, welcher einen ähnlichen Verlauf aufzeigt [67, S. 5]. Daher scheint es sinnvoll neben der Schweiz und den Niederlanden zukünftig auch mit Österreich gemeinsam Mengen auszuschreiben. Die Schweiz ist seit dem 13.03.2012 und die Niederlande seit dem 07.01.2014 Partner der deutschen Ausschreibungsplattform [66]. Seit dem 09.04.2015 ist obige Empfehlung von den ÜNB umgesetzt worden. Diese schreiben nun in Deutschland, den Niederlanden, der Schweiz und Österreich erstmals gemeinsam ihren Bedarf an Primärregelleistung aus [68].

Der Verband der Elektrotechnik und Elektronik (VDE) (2012) empfiehlt zu überprüfen, inwieweit 3.000 MW an Primärregelleistung im europäischen Netz zukünftig ausreichen werden [63, S. 85]. Wird von einem Stromsystem ausgegangen, in dem 80 % der Stromversorgung über erneuerbare Energien (EE) geleistet wird, müssen diese EE sich zwangsläufig auch an der Regelleistung beteiligen. Grundsätzliche Überlegungen, insbesondere zum Einsatz von Windenergieanlagen für Regenergie, sind beispielsweise 2009 entstanden [69]. Der Bundesverband für Windenergie (2014) gibt beispielsweise Handlungsempfehlungen zur Integration der Windenergie in den Regenergiemarkt [70, S. 25-27].

¹⁸ Im Anhang F sind der mengengewichteten Durchschnittspreis der gezogenen Primärregelleistung vom 01.12.2007 bis zum 12.05.2014 sowie der gebotene Höchst- und Tiefstpreis.

2.4.2 Sekundärregelung

Die Primärregelung, welche unabhängig von der Regelzone versucht, die Sollfrequenz auf 50 Hz zu regeln, wird von der Sekundärregelung abgelöst. Die Sekundärregelleistung dient dem energetischen Ausgleich und der Frequenzregelung innerhalb einer Regelzone. Sie wird automatisch mittels eines Soll-Signals an den Anbieter, von dem entsprechenden ÜNB abgerufen. Die Mindestangebotsgröße beträgt seit dem 27.06.2011 5 MW (zuvor 10 MW). Weiterhin ist ein Poolen der Anlagen, über § 6 Abs. 4 S. 4 StromNZV hinaus, möglich. Eine regelzonenübergreifende Poolung der Anlagen ist nur zur Erreichung der Mindestangebotsgröße zulässig [71, S. 48 ff.]. Die vollständige Erbringung hat innerhalb von maximal 5 Minuten zu erfolgen. In der wöchentlichen Ausschreibung kann für die Hauptzeit¹⁹ (HT) und Nebenzeit²⁰ (NT) auf jeweils positive oder negative Regelleistung geboten werden. Somit stehen vier Produkte für die Marktteilnehmer in der Sekundärregelung zur Verfügung.

Die Vergabe der gebotenen Leistungen erfolgt über den Leistungspreis als Merit-Order. Neben dem Leistungspreis wird im Gegensatz zur Primärregelleistung auch ein Arbeitspreis vergütet. Der Arbeitspreis entscheidet bei gleichen Leistungspreisangeboten über die Ziehung. Daher sind die Auktionen der Sekundärregelleistung, vgl. Beispiel 4 im Anhang A, und der Minutenreserve sogenannte „mehrdimensionale Multi-Unit-Auktionen“ [16, S. 258 ff.].

Im Zeitraum Januar 2008 bis Ende 2011 hat die gezogene positive Sekundärregelleistung, gegenüber der negativen Sekundärregelleistung der gemittelten HT und NT, einen höheren Leistungsbedarf.²¹ Die Bundesnetzagentur (2013) führt dies auf die abgeschlossene Einführung des Netzregelverbundes (NRV) im Jahr 2010 zurück [28, S. 81 ff.]. Dazu werden Leistungsungleichgewichte übergreifend saldiert, wodurch ein Gegeneinander-Regeln der Regelzonen verhindert wird [37, S. 129].

Die veränderten Ausschreibebedingungen im Jahr 2011 mit:

- einer Reduktion der Angebotsgröße von 10 MW auf 5 MW
- einer Ausschreibungszeitraumverkürzung von einem Monat auf eine Woche

ermöglichen den Marktzutritt von weiteren Anbietern. Dies führte unter anderem dazu, dass ab Anfang 2012 sich die gezogenen Leistungen der positiven und negativen Sekundärregelleistung angenähert haben. Dies zeigt sich an der gemittelten Differenz von der positiv und negativ gezogenen Sekundärregelleistung mit 312 MW zu -1,5 MW in den entsprechenden Zeiträumen. Somit bedeuten die -1,5 MW, dass gemittelt ab Anfang 2012 mehr negative Regelleistung gezogen wurde.

Der höhere Leistungsbedarf an positiver Sekundärregelleistung bis Ende 2011 spiegelt sich, zumindest HT, mit im Mittel 2063 €/MW höheren Preisen positiv zu negativ wider. Ab 2012 dreht sich dieser Effekt mit im Mittel -301 €/MW. Bei NT ist demgegenüber negative Regelleistung, im Mittel bis Ende 2011, 2414 €/MW mehr Wert als positive. Dieser Wert verringert sich ab 2012 auf 711 €/MW.

¹⁹ Montag bis Freitag von 8-20 Uhr ohne Feiertage.

²⁰ Restliche Zeit gegenüber HT.

²¹ Anhang G zeigt die Entwicklung der Leistungspreise und der gezogenen Leistung der Produkte der Sekundärregelleistung vom 01.01.2008 bis zum 01.10.2013. Für jeden Tag des Anfangsdatums der wöchentlichen bzw. monatlichen Ausschreibung wurde dazu die gezogene Leistung je Produkt summiert und der Leistungspreis gemittelt.

Nach dem Umweltbundesamt (2011) führen die bisherigen Strukturen und die geringe Anbieterzahl dazu, dass Gebote so gebildet worden sind, dass sie tendenziell nicht mehr abgerufen wurden [37, S. 132]. Auch Weidhas (2014) führt den relativen Anstieg der Leistungspreise negativ zur Hauptzeit (NEG-HT) auf die geringe Anbieteranzahl zurück sowie auf den Lerneffekt steigende Leistungskosten „durchzubringen“ [72]. Im Juni 2013 gibt es beispielsweise drei Anbieter für die Primärregelung, 11 für die Sekundärregelung und 17 Anbieter für die Minutenreserve [73, S. 9]. Zum Vergleich: Im Dezember 2014 erhöhte sich die Anbieterzahl auf 21, 28 und 41 [74].

2.4.3 Minutenreserve

Die Minutenreserve wird seit 2012 über ein elektronisches Abrufverfahren gesteuert. Davor hat der ÜNB mittels eines Telefonanrufs die entsprechende Minutenreserve initialisiert. Der Abruf erfolgt über eine gemeinsame Merit-Order-List (MOLS).

Die Minutenreserve muss vollständig innerhalb von 15 Minuten aktiviert sein. Der abzudeckende Zeitraum bei einzelner Aktivierung beträgt 15 bis 60 Minuten. Es wird im Gegensatz zur Primär- und Sekundärregelung kein kontinuierliches Regelsignal, sondern eine Abwicklung über Fahrplanlieferungen in 15 Minuten-Intervallen getätigt. Diese vereinfachten Anforderungen erlauben eine größere Anzahl von Marktteilnehmern für die Minutenreserve wie beispielsweise Biomasseanlagen, virtuelle Kraftwerke oder schnellstartbare Gasturbinen [52, S. 9-14].

Die Produkte bestehen aus „positiv“ und „negativ“ mit jeweils sechs Zeitscheiben über eine Dauer von vier Stunden. Seit dem 03.07.2012 ist die Mindestangebotsgröße von 10 MW auf 5 MW verringert [75]. Grundlage ist, wie in Kapitel 2.4.2, die mögliche Erhöhung der Anbieteranzahl für die Minutenreserve.

Am 13.12 und 14.12.2011²² gab es mit ca. 4,5 GW einen Ausschlag der gezogenen Leistung. Dies ist beispielsweise auf die 50,2 Hz-Problematik zurückzuführen. Hier schalteten große Teile der PV-Anlagen bei 50,2 Hz automatisch ab [76]. Im Mittel über alle Jahre hat die summierte gezogene negative Leistung einen Betrag von 2.936 MW mit einem Leistungspreis von im Mittel 18 €/MW. Demgegenüber steht die summierte gezogene positive Leistung mit einem Betrag von 2.473 MW mit einem Leistungspreis von im Mittel 7 €/MW. Die höheren Preise der negativen Leistung könnten als ein Knappheitssignal gewertet werden, jedoch sind nach Pilgram (2013) genügend Anbieter zur Erbringung von Minutenreserve vorhanden [77].

²² Anhang H zeigt den Mittelwert über die vier Stunden Produktintervalle der summierten gezogenen Leistung sowie deren Mittelwert der gezogenen Leistungspreise der Minutenreserve der Jahre 2008 bis 2014.

2.4.4 Abschaltbare Lasten

Seit dem 28.12.2012 besteht die Möglichkeit, bei den ÜNB eine abschaltbare Last zu qualifizieren. Diese abschaltbaren Lasten müssen nachweisbar innerhalb von einer Sekunde automatisch frequenzgesteuert (sofort abschaltbare Last-SOL) oder innerhalb von 15 Minuten ferngesteuert (schnell abschaltbare Last-SNL) abschaltbar sein. Die Verordnung über die Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten verpflichtet die ÜNB eine Leistung von insgesamt 3.000 MW solcher abschaltbarer Lasten zu erwerben²³ [78]. Die Stromabnahme der Last muss von einem Netz mit mindestens 110 kV erfolgen und mindestens 50 MW betragen. Zur Erreichung der Mindestlast können mehrere Lasten zusammengelegt werden, wenn diese nicht bei unterschiedlichen Betreibern von Verteilnetzen angeschlossen sind. Ferner hat der Abruf der Abschaltleistung entweder

- Mindestens 15 Minuten, beliebiger Zeitpunkt, mehrmals am Tag
- Mindestens 4 Stunden, beliebiger Zeitpunkt alle sieben Tage
- Mindestens 8 Stunden, beliebiger Zeitpunkt, alle 14 Tage

zu erfolgen. Die Vergütung für die abschaltbare Last enthält einen Leistungspreis von 2.500 €/MW sowie einen Arbeitspreis von 100 bis 400 €/MWh [78].

Bis zum 22.07.2014 wurden 412 MW SOL und 82 MW SNL in der Regelzone von Amprion gezogen. Die Ziehung dauerte jeweils eine Stunde, was zu einer Energiemenge von 412 MWh bzw. 82 MWh führt [79].

2.4.5 Zukünftige Entwicklungen der Regelenergie

Nach Consentec und r2b (2010) bleibt der Bedarf der Sekundärregelung bei einem Anteil von 30 % der EE bis zum Jahr 2020 konstant [80, S. 57-59]. Als Begründung wird aufgeführt, dass die Bilanzungleichgewichte der EE im Zeitbereich der Minutenreserve ausgeglichen werden.

Dieser Aussage entgegenstehend ist die unveränderte Entwicklung der Minutenreserve, was sich jedoch mit der Verbesserung der Prognosegüte der EE erklären lässt und daher eine schlüssige Kausalkette bildet [80, S. 57-59]. Buchholz et al. (2013) hingegen argumentiert, dass diese Verbesserungen allenfalls einen dämpfenden Effekt haben, der den Zubau jedoch nicht kompensiert [42, S. 15].

Neben diesen zukünftigen Entwicklungen des Regelenergiemarktes fordert beispielsweise die Bundesnetzagentur (2015) eine Erweiterung des Regelenergiemarktes um das Produkt der Systemreserve, was einen Kapazitätsmechanismus darstellt [81, S. 55].

2.4.6 Implikationen für das Strom- und Gasmärktedesign

Neben den technischen Anforderungen der Elektrolyseure zur Zulassung an den Regelleistungsmärkten, die dem Anforderungskatalog des Transmission Code 2003 und 2007 entnommen werden können [60], ergeben sich weitere Implikationen für das zukünftige Strom- und Gasmärktedesign zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff. Diese bauen auf den Erläuterungen der vorangegangenen Abschnitte auf.

²³ Am 22.07.2014 sind zwei Rahmenverträge mit einer Gesamtleistung von 251 MW SOL und fünf Rahmenverträge mit einer Gesamtleistung von 905 MW SNL abgeschlossen.

Am 27.06.2011 wurde im Primärregelleistungsmarkt das Höchstgebot mit 4.363 €/MW über den analysierten Zeitraum eingestellt. Das Höchstgebot multipliziert mit dem Maximum der gezogenen Primärregelleistung vom 01.03.2009 mit 705 MW ergibt 3.075.915 € pro Woche oder 2,5 €/kWh bei 24/7 für 705 MW. Dieses optimistische, in der Realität bisher nicht anzutreffende, Marktvolumen relativiert die Möglichkeit der Einbindung des Primärregelleistungsmarktes in ein wirtschaftliches Strom- und Gasmärktedesign zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff. Vielmehr erlaubt der Primärregelleistungsmarkt ein Hedging des Strompreisrisikos in begrenztem Umfang, also eine Verringerung des Risikos durch Kombination negativ korrelierter Einzelpositionen [82].

Der Sekundärregelleistungsmarkt bleibt bis zum Jahr 2020 unverändert und es sind darüber hinausgehend keine großen Sprünge in der Leistungsnachfrage zu erwarten [80, S. 57-59]. Die erreichbare Volllaststundenanzahl in der Sekundärregelung und Minutenreserve im Jahr 2020 bei einem EE Anteil von 50 % beträgt nach Consentec (2010) negativ 857 und positiv 769 mit einer nachgefragten Regelenergiemenge von negativ 12 TWh und positiv 10 TWh [80, S. 57-59]. Bei einer wirtschaftlichen minimalen Volllaststundenanzahl der Elektrolyseure von beispielsweise 1.000 Stunden und einer installierten Leistung von 84 GW_{el} beträgt die Stromnachfrage 84 TWh. Dies entspricht einer um den Faktor 3,8 höheren Menge im Vergleich zur kumulierten positiven und negativen Sekundärregelung und Minutenreserve. Dieser Faktor erhöht sich, da Elektrolyseure idealerweise nur positive Regelleistung, also eine Verringerung des Verbrauchs, bereitstellen. Bei negativer Regelleistung würden die Elektrolyseure bis zum Abruf gedrosselt fahren.

Neben diesem geringen Erlöspotential sind insbesondere die Markteintrittsbarrieren für die Regelleistungsmärkte zu berücksichtigen [37, S. 130]:

- Zu erfüllende technische Kriterien
- Zeitverfügbarkeit
- Aufwand zur Erfüllung der administrativen und technischen Präqualifikationskriterien
- Wirtschaftliches Risiko bei gescheiterten Anfangsinvestitionen

Weiterhin sind nach aktueller Regelung Power-to-Gas Anwendungen auch bei der Regelleistung voll umlagen- und steuerpflichtig. Diese bestehen aus [83]:

- EEG-Umlage (§ 37 EEG)
- KWK-Umlage (§ 9 Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz)
- Stromnetznebenkosten beispielsweise Netzentgelte (§ 20 EnWG)
- Offshore-Haftungsumlage (§ 17f EnWG)
- Verordnung abschaltbare Lasten-Umlage (§ 18 AbLaV)
- Stromnetzentgeltverordnung-Umlage (§ 19 Abs. 2)
- Stromsteuer

Da das hier beschriebene Power-to-Gas Konzept von der Nutzung des Wasserstoffs in Brennstoffzellenfahrzeugen ausgeht, entfällt die doppelte Umlagen- und Steuerpflicht. Diese tritt beispielsweise in Kraft, wenn der Wasserstoff rückverstromt und in das Netz eingespeist wird. Achner et al. (2011) gehen soweit, den Regelenergiemarkt mit einer schlechten Prognostizierbarkeit, einem hohen Teilnahmeaufwand, einem oligopolistischen Charakter und unsicheren Erfolgsaussichten zu charakterisieren [84, S. 18].

2.5 Alternative Marktkonzepte

Dieses Kapitel gibt einen Überblick über zwei ausgewählte Herausforderungen im Stromsektor: Zum einen das sinkende Erlöspotential der konventionellen Kraftwerke und die daraus entstehende Forderung eines Kapazitätsmarktes und zum anderen die steigende Notwendigkeit der Berücksichtigung des elektrischen Netzes bei der Strompreisbestimmung. Dazu werden die Probleme kurz beschrieben und die jeweilige Marktform umrissen. Anschließend werden die Implikationen für das Strom- und Gasmarktdesign erläutert.

2.5.1 Kapazitätsmarkt

Im deutschen Strommarkt führt im Gegensatz zu den Regelenergiemärkten nur der Verkauf von Energie zu Erlösen vgl. Kapitel 2.2 bzw. Kapitel 2.4, dieses Konzept wird Energy-Only-Markt genannt. Bei Kapazitätsmechanismen führt jedoch bereits das Bereithalten einer Kapazität zu einer entsprechenden Entlohnung.

Hauptsächlicher Treiber für die Forderung eines solchen Kapazitätsmarktes ist das sogenannte „Missing Money Problem“. Dieses geht davon aus, dass der Energy-Only-Markt nicht zur Deckung der Fixkosten der Kraftwerke ausreicht. Zur genauen Beschreibung des Problems und weiteren Gründen für einen Kapazitätsmarkt siehe Tietjen (2012) [85, S. 8-14] oder Growitsch et al. (2013) [86, S. 10-13]. Dabei wird die heutige Funktionsfähigkeit des Energy-Only-Marktes durchaus kontrovers diskutiert. Beispielsweise gibt r2b energy consulting (2014) an, dass der heutige Energy-Only-Markt grundsätzlich ohne Kapazitätsmarkt funktionsfähig ist [58, S. 141]. Unabhängig von dieser Kontroverse bleibt festzuhalten, dass bei einem Anteil der EE von 80 % im Energy-Only-Markt zumindest mit erheblichen Preisspitzen zu rechnen ist. Diese müssten somit politisch akzeptiert sein. Bei der Einführung geeigneter Kapazitätsmechanismen sind auch die entsprechenden Nachteile wie beispielsweise Marktlagengewinne, auch windfall profits genannt, zu berücksichtigen [84, S. 36].

Das sogenannte Grünbuch des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie will eine „breite, lösungsorientierte Diskussion und eine fundierte politische Entscheidung über das zukünftige Strommarktdesign ermöglichen“ [87]. In diesem wird von einer Grundsatzentscheidung gesprochen bei der, sollten die Gesellschaft und die Politik nicht zu Knappheitspreisen im Strommarkt bereit sein, ein Kapazitätsmarkt vonnöten ist [88, S. 40].

Die genaue Form des Kapazitätsmarktes und dessen Zusammenspiel mit dem Energy-Only-Markt unterscheiden sich je nach Ausgestaltungsform. Grundsätzlich lassen sich die Kapazitätsmechanismen in preis- und mengenbasierte Mechanismen unterteilen, vgl. Abbildung 2.13. Preisbasierte Mechanismen stellen einen finanziellen Anreiz für entsprechende Investitionen in die Kraftwerkskapazitäten bereit. Bei mengenbasierten Mechanismen werden zu erfüllende Kraftwerkskapazitäten vorgegeben, deren Preis in einem Marktverfahren bestimmt wird [89, S. 3]. Diese Mechanismen unterteilen sich weiterhin in „selektiv“ und „umfassend“. Im Gegensatz zu umfassenden Mechanismen, bei denen alle Kapazitäten bezuschusst werden, werden bei selektiven Mechanismen nur bestimmte Kapazitäten, beispielsweise neue Kraftwerke, bezuschusst [85, S. 15].



Abbildung 2.13: Einteilung der Kapazitätsmechanismen, in Anlehnung an [89, S. 3]

Zu den preisbasierten Mechanismen gehören beispielsweise die strategische und operative Reserve sowie administrativ bestimmte Kapazitätzahlungen. Bei administrativ bestimmten Kapazitätzahlungen entscheidet zumeist ein zentraler Planer über die notwendige Kapazität im System und entwickelt eine entsprechende Kapazitätspreisstruktur, so angewandt beispielsweise in Chile. Bei der strategischen Reserve hält der ÜNB Kapazitätsreserven für eine Engpasssituation bereit [89]. Diese strategische Reserve wird beispielsweise in Polen verwendet (vgl. Abbildung 2.14). Im Gegensatz zur strategischen Reserve überlässt die operative Reserve den Erzeugern die Wahl, ob diese ihre Kapazitäten den ÜNB zur Verfügung stellen oder diese am Spotmarkt anbieten.

Mengenbasierte Mechanismen können beispielsweise solche mit einer Kapazitätsbörse, -zertifikaten oder -optionen sein. Bei einer Kapazitätsbörse wird der gleiche Ansatz wie in administrativ bestimmten Kapazitätzahlungen verwandt, jedoch mit dem Unterschied, dass ein Markt den Preis für die Kapazitäten bestimmt. Kapazitätsoptionen bauen auf dem Grundprinzip der Kapazität-zertifikate auf, wobei der Regulierer eine entsprechende Kapazitätsmenge definiert. Diese wird anschließend entweder über eine zentrale Ausschreibung oder über die Vertriebe beschafft. Bei Kapazitätsoptionen werden die Erzeuger die eine Kapazitätsvergütung erhalten dazu verpflichtet, ihre Energie zu einem definierten Höchstpreis, oberhalb ihrer Erzeugungskosten, anzubieten [90, S. 8]. Zur Einordnung der entsprechenden Ausgestaltungsformen siehe insbesondere Beckers et al. (2012), Süßenbacher et al. (2011) und Weber et al. (2014) [89-91].

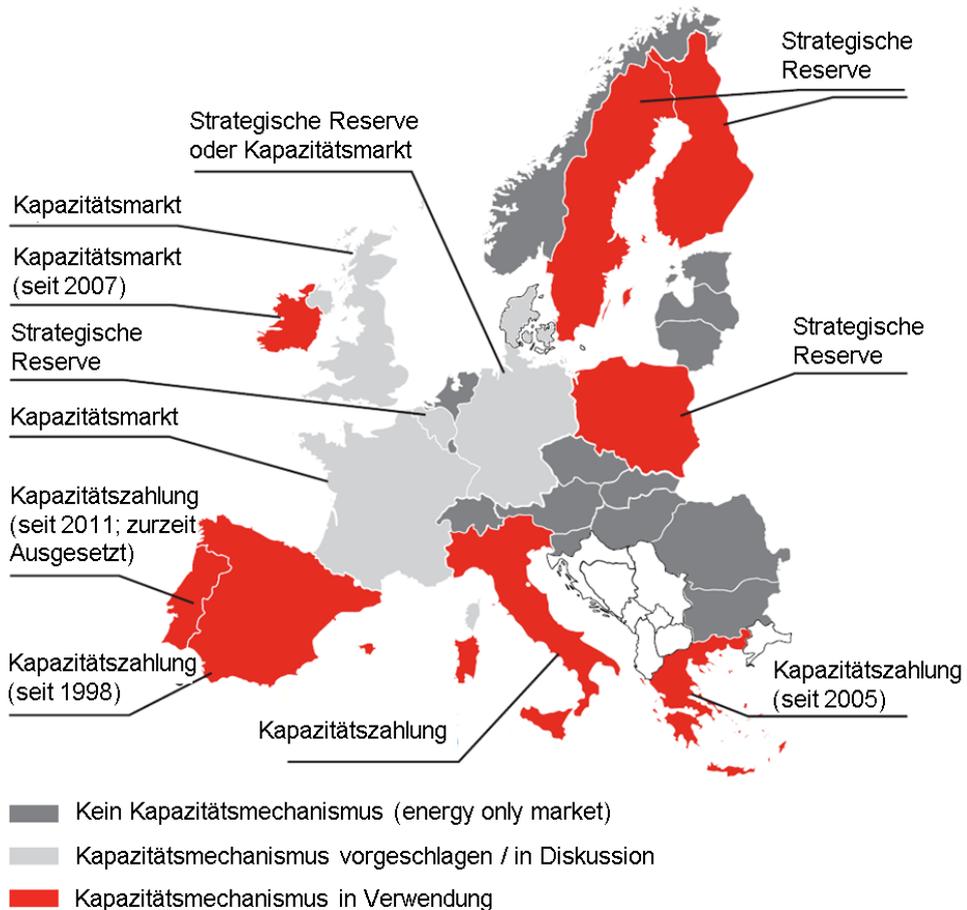


Abbildung 2.14: Kapazitätsmechanismen in Europa, in Anlehnung an [92, S. 46]

In Deutschland sind verschiedene Kapazitätsmechanismen in der Diskussion, insbesondere der umfassende Kapazitätsmarkt des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität zu Köln (EWI), der fokussierte Kapazitätsmarkt des Öko-Instituts und das integrierte Energiemarkt-Design des Verbands kommunaler Unternehmen (VKU). Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) und der Bundesverband Erneuerbare Energien (BEE) favorisieren die strategische Reserve. Eine detaillierte Beschreibung und Bewertung der verschiedenen Kapazitätsmechanismen findet sich bei Energy Brainpool (2013) [93]. Nach deren gewichteter²⁴ Gesamtbewertung sind die strategische Reserve und das integrierte Energiemarkt-Design führend [93, S. 26]. Bei der strategischen Reserve handelt es sich um keine grundlegende Veränderung, sondern um eine Ergänzung des heutigen Strom-

²⁴ Die Gewichtung und deren Kriterien sind: Effektivität (0,2), Effizienz (0,2), Transformationsbeitrag (0,2), Transaktionskostenhöhe (0,1), Verteilungseffekte (0,1), institutionelle Passfähigkeit (0,1) und Robustheit (0,1) [93, S. 26].

marktdesigns um ein „Sicherheitsnetz“ [93, S. 9]. Daher wird an dieser Stelle lediglich das integrierte Energiemarkt-Design umrissen.

Das integrierte Energiemarkt-Design erweitert den Energy-Only-Markt um einen dezentralen, umfassenden Leistungsmarkt. Dieser beruht auf Leistungszertifikaten, welche den Anbietern eine zusätzliche Erlössituation ermöglichen und deren Preis auch in den Endkundenprodukten wirksam wird. Nachfrager, die ihren Bedarf an gesicherter Leistung absenken können, wenn sie dazu technisch in der Lage sind, müssen somit weniger Leistungszertifikate vorhalten [93, S. 8]. Dieses Konzept hat daher weitreichende Implikationen für das Strom- und Gasmarktdesign zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff. Elektrolyseure müssten hier beispielsweise nur Leistungszertifikate im Umfang der mindestens gewünschten Volllaststunden bereithalten.

2.5.2 Netzengpassmanagement

Das deutsch-österreichische Marktgebiet geht in seiner Netzbetrachtung zur Strompreisbestimmung von einer Kupferplatte aus. Unter Kupferplatte wird im Stromsektor ein elektrisches Netz verstanden, welches weder Verluste noch Netzrestriktionen aufweist. Dieses Konzept ermöglicht es, den grenzkosten-minimalen Kraftwerkspark unabhängig von tatsächlich vorliegenden Netzrestriktionen aufzustellen. Daher ist der über die Börse in diesem Marktgebiet definierte Strompreis überall gleich und es wird von einer Preiszone bzw. von dem sogenannten *uniform pricing* gesprochen.

Der Ausgleich zwischen idealer Lösung der Merit-Order und den tatsächlichen Netzgegebenheiten erfolgt über Redispatch bzw. Countertrading. Hierzu wird nach Eingang aller Fahrpläne für den Folgetag, welche die Kraftwerksbetreiber bis 14.30 Uhr ihrem ÜNB übermitteln müssen, eine Lastflussberechnung durchgeführt. Wird ein Netzengpass berechnet, muss auf Veranlassung des ÜNB beispielsweise das Kraftwerk vor dem Netzengpass seine Leistung verringern und das Kraftwerk hinter dem Netzengpass seine Leistung entsprechend erhöhen. Es erfolgt also eine neue Einsatzplanung der Kraftwerke (Redispatch). Beim Countertrading agieren die ÜNB an den Spotmärkten, um die entsprechenden Netzengpässe aufzuheben. Die Kosten für Redispatch und Countertrading gehen in die Kosten der Systemdienstleistungen der ÜNB mit ein und werden über die Netzentgelte bezahlt [94]. Zur weiterführenden Literatur eignen sich insbesondere Benning (2009) und Bucksteeg et al. (2014) [91; 95].

Abbildung 2.15 (links) zeigt die Entwicklung der Kosten für Systemdienstleistungen. Während die kumulierten Kosten ab dem Jahr 2010 von vormals ca. 1.300 Mio. € auf ca. 1.000 Mio. € gesunken sind, stiegen die Kosten für Redispatch und Countertrading von ca. 92 Mio. € in 2007 auf ca. 235 Mio. € in 2012. Diese Kostenzunahme spiegelt sich in den Redispatch-Einsatzzeiten in Abbildung 2.15 (rechts) wider. Hauptsächliche Treiber der Einsatzzeiten sind die Regelzonen von 50 Hertz und TenneT.

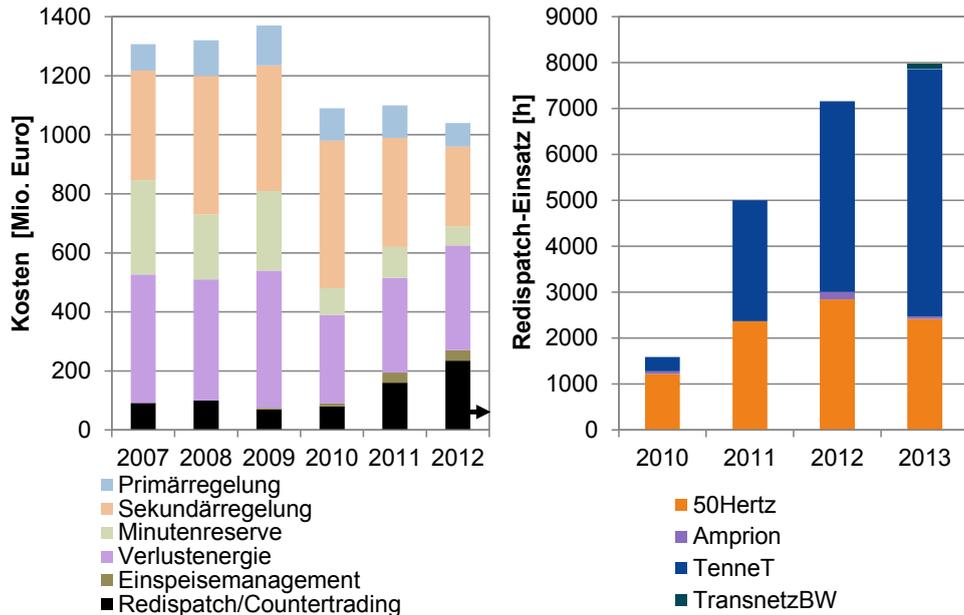


Abbildung 2.15: Links: Entwicklung der Kosten für Systemdienstleistungen der ÜNB; in Redispatch sind Schwarzstartfähigkeit und Blindleistung enthalten, Daten von [6, S. 61]. Rechts: Redispatch-Einsatz in den vier Regelzonen in Deutschland, Daten von [96, S. 12]

Durch die FEE und deren dezentrale Standorte sowie deren regional ungleich verteilten installierten Leistungen, werden im zukünftigen Stromsystem verstärkt Netzengpässe entstehen. Daher stehen zunehmend alternative Netzengpassmanagement-Methoden zur Debatte. Das Grünbuch des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (2014) geht davon aus, dass das Festhalten an einer Preiszone bei umfangreichen Netzengpässen nicht möglich ist [88, S. 32].

Das Aufteilen einer Preiszone in mehrere neue, in denen sich unterschiedliche Preise einstellen können, wird Market Splitting genannt [97, S. 301]. Dieses setzt sich aus Verfahren wie dem Zonal- und Nodal-Pricing zusammen. Bei Zonal Pricing kann beispielsweise die Preiszone Deutschland-Österreich in mehrere neue Zonen unterteilt werden. Das Nodal-Pricing bzw. Locational Marginal Pricing (LMP) geht soweit, definierten Netzknoten entsprechende Preise zuzuordnen. Eine wissenschaftliche Herleitung der Angebot-Nachfrage-Funktion sowie die Einordnung existierender Nodal-Pricing Märkte, beispielsweise des Pennsylvania New Jersey Maryland (PJM)-Marktes in den USA ist Ehlers (2011) zu entnehmen [98]. Dieser stilisiert das Nodal Pricing Konzept als nahezu perfekten Markt, wobei nach seiner Ansicht eine Einführung aufgrund der Inkompatibilität mit dem derzeitigen Marktdesign nicht sinnvoll erscheint [98, S. 176].

Dennoch befassen sich mehrere Arbeiten mit der entsprechenden Ausgestaltungsform und Modellierung eines deutschen- bzw. europäischen Nodal-Pricing bzw. Zonal-Pricing [99-103]. Hervorzuheben ist die Arbeit von Breuer (2014), welche sich mit den optimalen Marktgebietszuschnitten und ihrer Bewertung im europäischen Stromhandel befasst [104]. Ausgehend von nodalen Preisen werden dort zonale Marktgebiete ermittelt. Die Analyse mit einem

Referenzsystem zeigt die optimale Zahl²⁵ von Marktgebieten für Deutschland, welche dort zwischen 10 und 15 liegt. Folgende Grundtendenz ist den meisten Arbeiten zu entnehmen: Deutschland wird sich bei der Umsetzung von Market Splitting Maßnahmen, aufgrund der Windenergie (Onshore- und Offshore) und dem langsamen Netzausbau, zu einem strompreisgünstigen Norden und einen teureren Süden hin entwickeln. Diese Strompreisverschiebungen können, im Gegensatz zum aktuellen Strommarktdesign, gleichzeitig als Standort-signale für die Elektrolyseure dienen.

Nach dem Prinzip der Kupferplatte existieren keine lokalen Strompreise. Daher würde sich die Standortentscheidung des Elektrolyseurs nicht nach dem Strommarkt richten. Lediglich über die Regelenergiemärkte könnten netzdienliche Elektrolyseurstandorte über die Abrufhäufigkeit antizipiert werden. Unter Netzgesichtspunkten bilden somit nur die Netzentgelte eine geografisch differenzierende Komponente. Abbildung 2.16 zeigt die Entwicklung der durchschnittlichen Netzentgelte zwischen den Jahren 2009 und 2014. Der klare West-Ost Unterschied löst sich auf. Die Entwicklung der Netzentgelte wird sich nach Hinz et al. (2014) bis zum Jahr 2023 weiter differenzieren, entspricht aber grundsätzlich der Trennung aus dem Jahr 2014 [106, S. 37]. Die durchschnittlichen Netzentgelte für Haushaltskunden belaufen sich nach den Szenarien im Jahr 2023 auf 7,66 ct/kWh und für Industriekunden auf 2,93 ct/kWh.

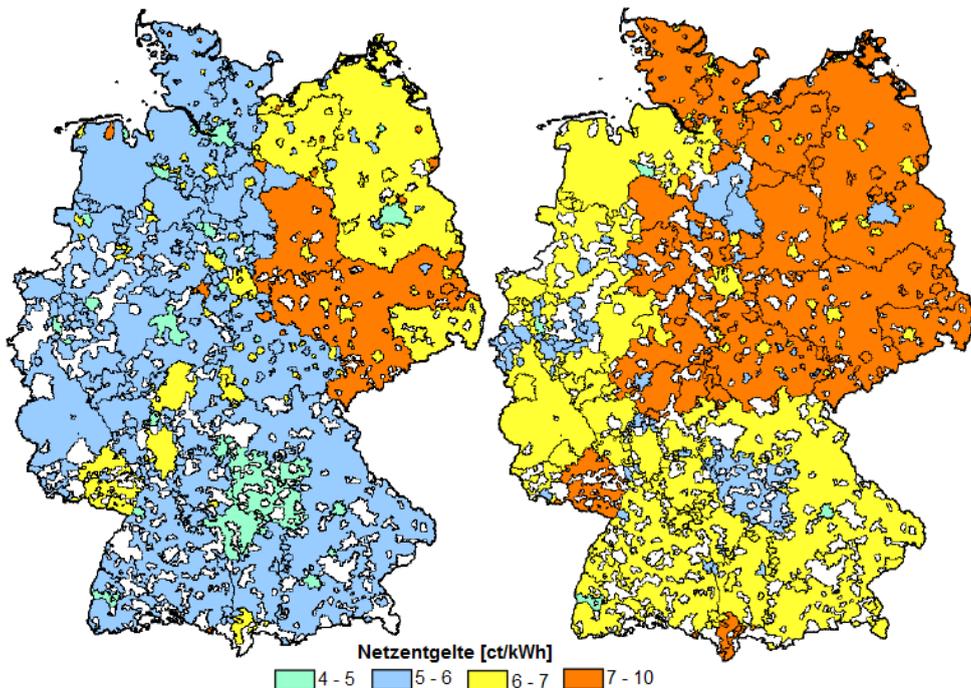


Abbildung 2.16: Entwicklung der durchschnittlichen Netzentgelte von dem Jahr 2009 (links) auf das Jahr 2014 (rechts), in Anlehnung an [96]

²⁵ Optimal wird mittels der Kriterien Netz- und Versorgungssicherheit, Effizienz der Märkte und zeitliche Stabilität und Robustheit der Marktgebiete bestimmt [105, S. 2].

Dies entspricht einer Steigerung der Netzentgelte um ca. 64 % bei den Industriekunden und ca. 18 % bei den Haushaltskunden im Vergleich zu den Netzentgelten aus dem Jahr 2013, vgl. Abbildung 2.17.

Daher werden die Netzentgelte bei der Standortentscheidung aufgrund ihrer Höhe zukünftig eine höhere Rolle spielen. Diese tragen im Jahr 2013 bei Industriekunden mit 1,79 ct/kWh bisher nur zu 10 % des Gesamtelektrizitätspreises bei, vgl. Abbildung 2.17.

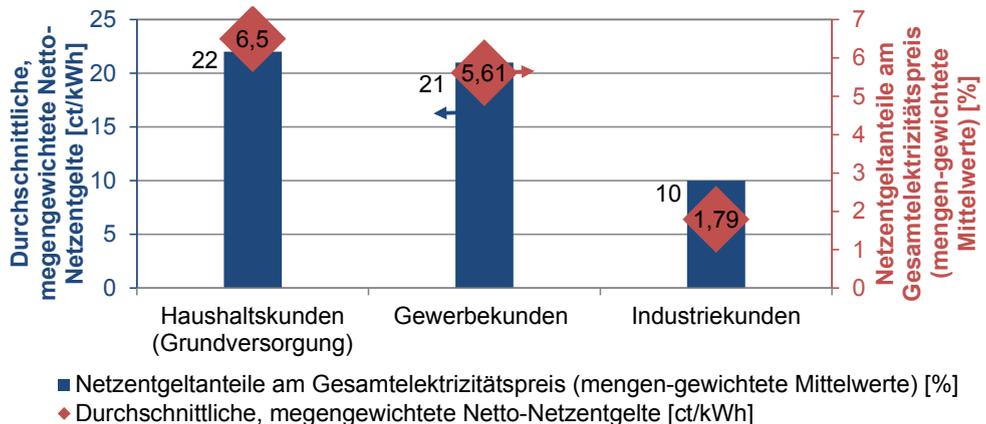


Abbildung 2.17: Netzentgelte und deren Anteil am Gesamtelektrizitätspreis nach Gewerbe-, Haushalts- und Industriekunden im Jahr 2013 [Daten aus 43, S. 68 ff.]

2.5.3 Implikationen für das Strom- und Gasmarktdesign

Elektrolyseure können flexibel zur Wasserstoffproduktion eingesetzt werden, vgl. Kapitel 3.1.2. Sie müssen jedoch eine gewisse Anzahl an Volllaststunden zur Wirtschaftlichkeit erreichen. Beispielsweise berechnen Stolten et al. (2015) in ihrem Energiekonzept durchschnittliche Volllaststunden von 3.000 h [107, S. 4291]

Daher erscheint unter dem Aspekt eines Strom- und Gasmarktes zur Versorgung des Straßenverkehrs mit Wasserstoff insbesondere das Modell des integrierten Energiemarktdesigns von hoher Bedeutung. Hier können die Elektrolyseure ihren Bedarf an gesicherter Leistung ihren Anforderungen an Volllaststunden entsprechend absenken und dadurch Leistungszertifikate einsparen.

Auch Market-Splitting Optionen wie Zonal- oder Nodal-Pricing sind für einen Strom- und Gasmarkt zur Versorgung des Straßenverkehrs mit Wasserstoff geeignet. Da im aktuellen Marktdesign keine Standortssignale abseits der Netzentgelte generiert werden, wäre ein Zonal- oder Nodal-Pricing geeignet, entsprechende Anreize für Elektrolyseure in Gebieten mit konstant hohen negativen Residualenergien zu setzen. Dabei könnten die Elektrolyseure über eine Erhöhung der Last in der entsprechenden Zone die Strompreise stabilisieren.

2.6 Abgrenzung der Strommarktanalyse

Die Abgrenzung der Marktanalysen aus Kapitel 2 zeigt Abbildung 2.18. Hier werden neben den aktuellen Strompreisen für Großabnehmer die Steuern und Umlagen im Energie- und Verkehrssektor berücksichtigt. Die Grundannahmen orientieren sich dabei an Stolten et al. (2013) [17].

Dazu werden die Wasserstoffgestehungskosten mit einem Pipelinesystem für 5,4 Mio. t Wasserstoff pro Jahr bei einer installierten Elektrolyseleistung von 84 GW_e nach Stolten et al. (2013) aufgetragen [17]. Es wird mit einem durchschnittlichen Kapitalkostensatzes²⁶ von 8 % und einem Gewinnaufschlag von 3 % gerechnet. Der jetzige und zukünftige Verbrauch der Brennstoffzellen- (FCV), Diesel- und Benzin-PKW richtet sich nach dem Szenario „Moderat“ der GermanHy-Studie (2010) [108, S. 29 MOD].

Die Erzeugungskosten des Wasserstoffs von 650 ct pro 100 km beinhalten 190 ct pro 100 km für die Energiekosten. Diese berechnen sich aus einem Strompreis von 4 ct/kWh, was dem Strompreis für Großabnehmer mit jährlich 100 GWh entspricht [109]. Stolten et al. (2013) rechnen mit 6 ct/kWh, was den Stromgestehungskosten einer Windenergieanlage an einem windreichen Standort entspricht [17]. Diese um 2 ct/kWh niedrigeren Kosten sollen somit den Fall darstellen, bei dem der Elektrolyseur seinen Strom als Großabnehmer und nicht von einer Windenergieanlage bezieht.

Weitere 153 ct pro 100 km müssen unter jetzigen Verbrauchsbedingungen für Transmission, Speicher, Distribution und Tankstellenausbau für Wasserstoff aufgewendet werden. Zur Berechnung wird das Wasserstoffpipelinennetz von Krieg (2012) unterstellt [12], welches in Kapitel 6 für das Energiekonzept neu berechnet wird.

Da der Benzin- und Dieselpreis im Jahr 2014 deutlich nachgegeben hat und langfristig mit einer Preiserhöhung gerechnet wird, werden Preisdaten aus 2013 verwendet [110; 111].

Aufgrund der höheren Kosten des Wasserstoffs gegenüber Benzin und Diesel und dessen Substituierbarkeit ist unter gegenwärtigen Bedingungen, bei denen alle Steuern und Umlagen berücksichtigt werden, keine Preisäquivalenz erreichbar, vgl. Abbildung 2.18-links. Dies verändert sich jedoch zukünftig in Richtung des Wasserstoffes, vgl. Abbildung 2.18-rechts.

Die Energiekosten von 4 ct/kWh bzw. 190 ct pro 100 km definieren die Bandbreite der marktgesteuerten Preise und stellen somit die Grenzen der Marktanalysen in Kapitel 2 dar.

Neben den marktgesteuerten Preisen sind die politisch definierten Umlagen und Steuern ein wesentlicher Hebel zur wirtschaftlichen Integration einer Wasserstoffinfrastruktur. Auch in einem zukünftigen Szenario ist das Strom- und Gasmarktdesign zur Versorgung des Straßenverkehrs ohne angepasste Umlagen und Steuern wirtschaftlich schwer realisierbar, vgl. Abbildung 2.18-rechts. Theoretisch müssten alle Steuern und Umlagen für den Wasserstoff zweifach anfallen: Einmal alle Steuern und Umlagen im Stromsektor und einmal alle Steuern und Umlagen im Verkehrssektor.

Dabei sind die wesentlichen Preistreiber auf der Stromseite die EEG-Umlage, die Netzentgelte sowie die Stromsteuer. Eine komplette Befreiung von den Umlagen und Steuern für das Power-to-Gas Konzept bzw. für weitere Flexibilitätsoptionen kann gegebenenfalls ein

²⁶ Englisch: Weighted Average Cost of Capital WACC, vgl. Kapitel 4.4.1.

gangbarer Weg zur Einführung sein, dieser dürfte jedoch langfristig aus haushaltspolitischen Gesichtspunkten nicht durchsetzbar sein.

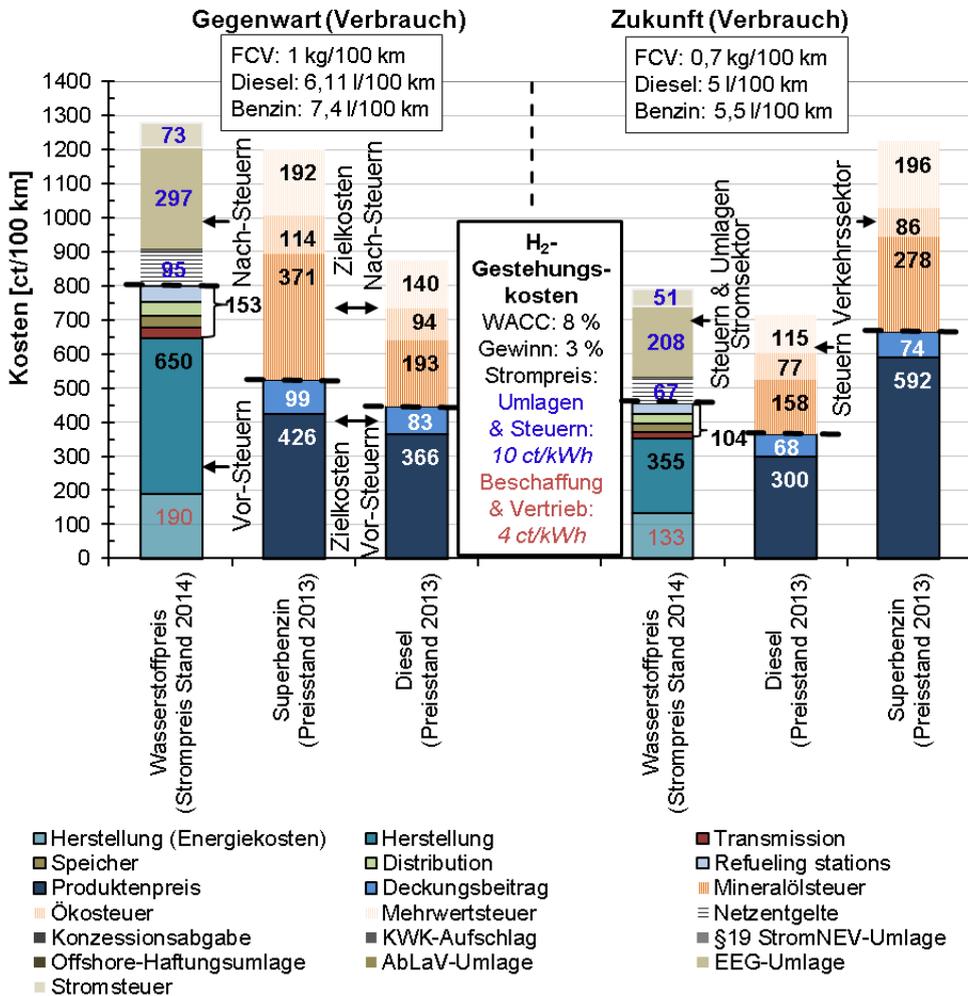


Abbildung 2.18: Zusammensetzung der Wasserstoffkosten mit einem Pipelinesystem für 5,4 Mio. t Wasserstoff bei einer installierten Elektrolyseleistung von 84 GW_e nach Stolten et al. (2013) sowie Stromkosten für Beschaffung, Vertrieb, Umlagen und Steuern für Großabnehmer [17; 109]. Zusammensetzung möglicher Zielpreise Diesel und Superbenzin [110; 111] mit entsprechenden Verbrauchswerten [108, S. 29 MOD]

Die kassenmäßigen Steuereinnahmen aus der Stromsteuer betragen beispielsweise im Jahr 2013 ca. 7 Mrd. €, was 1 % der gesamten Einnahmen entspricht [112]. Die Einnahmen aus der EEG-Umlage, die für die Festvergütung und das Marktprämienmodell herangezogen werden, betragen im Jahr 2013 ca. 20 Mrd. € [113]. Zur Einordnung der Netzentgelte wird

der um 5 % korrigierte Stromverbrauch im Jahr 2013 von 486 TWh [114] mit den durchschnittlichen Netzentgelten für Industriekunden und Haushaltskunden, vgl. Abbildung 2.17, multipliziert. Dies entspricht somit einer oberen und unteren Schranke von ca. 3 bzw. ca. 1 Mrd. €²⁷. Zum Vergleich: die Einnahmen aus der Mineralölsteuer betragen im Jahr 2013 ca. 33 Mrd. €, was ca. 5 % der gesamten kassenmäßigen Steuereinnahmen Deutschlands entspricht [115]. Auch die Mehrwertsteuereinnahmen reagieren sensibel auf den Benzinpreis: Verändert sich dieser um plus 10 €ct. im Jahresschnitt gegenüber dem Vorjahreswert, entstehen dadurch Mehreinnahmen von bis zu 400 Mio. € [116]. Daher sollte langfristig die Entrichtung der Steuern und Umlagen des Mineralölsektors aus haushaltspolitischen Gesichtspunkten gegenüber denen des Stromsektors zu favorisieren sein.

Eine Möglichkeit die Steuern und Umlagen des Stromsektors an die Gegebenheiten des Stromüberschusses anzupassen, ist eine dynamische EEG-Umlage und/oder dynamische Netzentgelte, wie sie beispielsweise Ecofys (2014) fordern [117, S. 5]. Dies wäre ein wesentlicher Ansatzpunkt zur Integration von flexiblen Verbrauchern wie der des Power-to-Gas Konzeptes. Bei der dynamischen EEG-Umlage wird die EEG-Umlage über einen Multiplikator an den Börsenstrompreis gekoppelt. Dies bewirkt eine Senkung der Umlage in Zeiten hoher Einspeisung von erneuerbaren Energien und erhöht somit die Nachfrage, wodurch sich wiederum die Strompreise erhöhen [117, S. 5]. Dynamische Netzentgelte könnten neben dem regionalen Faktor (vgl. Kapitel 2.5.2) somit auch einen zeitlichen Faktor bekommen. Jansen et al. (2015) fordern beispielsweise eine zeitliche Differenzierung der Leistungspreise der Netzentgelte in ein Höchstlastfenster mit hohen Leistungspreisen und entsprechend für Nebenzeiten geringere Leistungspreise [49, S. 56]. Diese Überlegungen gehen unter anderem auf die Analysen von Jahn (2014) zurück [118].

²⁷ Ohne Berücksichtigung von Leistungspreis etc.

2.7 Diskussion der Strommarktanalyse

Dieses Kapitel fasst die Ergebnisse aus Kapitel 2 zusammen und diskutiert diese. Wesentliche Ergebnisse, die entsprechend bei einem Strom- und Gasmarktdesign sowie im weiteren Verlauf der Arbeit berücksichtigt werden, sind die folgenden:

- Der deutsche Strommarkt entwickelt sich von langfristigen Produkten auf Terminmärkten hin zu kurzfristigen Produkten auf den Spotmärkten Day-Ahead und Intraday. Dies entspricht der unter dem Power-to-Gas Konzept geforderten Entwicklung zur Integration der erneuerbaren Energien.
- Insbesondere die Spotmärkte Day-Ahead und Intraday eignen sich zur Integration der Elektrolyseure in einem Strom- und Gasmarktdesign zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff.
- Die Volumenverschiebung von Day-Ahead auf Intraday wird zu keinen fundamental neuen Preisen führen.
- Die Regelenergiemärkte sind aufgrund ihrer Volumina für Elektrolyseure nur in Nischenmärkten geeignet. Ein Konzept zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff lässt sich jedoch nicht mittels dieser Regelenergiemärkte umsetzen.
- Für ein Konzept zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff sind folgende alternative Marktkonzepte erfolversprechend:
 - Das integrierte Energiemarktdesign: Hier können die Elektrolyseure ihren Bedarf an gesicherter Leistung absenken und dadurch Leistungszertifikate einsparen.
 - Das Zonal- oder Nodal-Pricing: Ein Zonal- oder Nodal-Pricing würde lokale Strompreissignale, im Gegensatz zu dem heutigen System der „Kupferplatte“, für die Elektrolyseure senden.
 - Daher wird das Zonal-Pricing in der Modellierung in Kapitel 5 und der Analyse in Kapitel 6 berücksichtigt.
- Da langfristig das Strom- und Gasmarktdesign zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff auch Steuern und Umlagen entrichten muss, sind eine dynamische EEG-Umlage und/oder dynamische Netzentgelte erfolversprechend.

Diese Ergebnisse sind auf folgende Analysen zurückzuführen:

Kapitel 2.1 beschrieb die Entwicklung des deutschen Stromsektors von dezentralen in Stadtnähe gelegenen kleinen Kraftwerken bis hin zu zentralen Kraftwerken. Diese Entwicklung ist im Begriff sich umzukehren, da insbesondere die fluktuierenden erneuerbaren Energien Wind und PV stark dezentralisiert sind. Auf Grundlage der Ziele der Bundesregierung und der Analyse des aktuellen Strommarktdesigns in Deutschland in **Kapitel 2.2** wurden die Spotmärkte und der Regelenergiemarkt zur Detailbeschreibung ausgewählt. Diese Märkte

sind für die Integration der erneuerbaren Energien wegen ihrer Kurzfristigkeit von besonderer Bedeutung.

Kapitel 2.3 beschrieb die wesentlichen zwei Spotmärkte in Deutschland: Day-Ahead- und Intraday-Markt. Neben der allgemeinen Marktbeschreibung der Volumen- und Preisentwicklung wurden die Implikationen auf ein Strom- und Gasmarktdesign zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff beschrieben. Wesentliche Kernaussage ist, dass die Entwicklung der Volumina von Terminmärkten hin zu Spotmärkten sich mit den geforderten Verschiebungen für die Kurzfristigkeit der erneuerbaren Energien deckt.

In **Kapitel 2.4** wurden die Regelenergiemärkte Primärregelung, Sekundärregelung und Minutenreserve sowie die seit dem 28.12.2012 bestehende Form der abschaltbaren Lasten erläutert. Dabei wurde beschrieben, dass die Weiterentwicklung der Prognosegüte der erneuerbaren Energien und deren Ausbau wesentlicher Treiber für die Volumen- und Preisentwicklung dieser Märkte sind. Zusammenfassend sind die Regelenergiemärkte für das zukünftige Strom- und Gasmarktdesign zum Hedging, also der Verringerung eines Risikos durch Kombination negativ korrelierter Einzelpositionen [82] geeignet. Diese stellen aber keine Möglichkeit des Strombezugs für Elektrolyseure im für das Szenario geforderten Umfang dar. Dabei sind weiterhin die Interdependenzen zwischen Spot- und Regelenergiemärkten zu beachten.

Kapitel 2.5 zeigte mit dem Kapazitätsmarkt und dem Market Splitting zwei mögliche alternative Marktdesigns auf. Dazu wurden verschiedene mögliche Ausgestaltungsformen des Kapazitätsmarktes wie preisbasierte und mengenbasierte Mechanismen und des Market Splitting wie Zonal- und Nodal Pricing analysiert. Dabei ist der Kapazitätsmarkt je nach Ausgestaltungsform passend für das Strom- und Gasmarktdesign zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff. Beispielsweise können Elektrolyseure im integrierten Energiemarktdesign ihren Bedarf an gesicherter Leistung absenken und dadurch Leistungszertifikate einsparen. Bei Market Splitting Modellen können Elektrolyseure in den „günstigsten“ Strompreis-Region installiert werden. Dadurch stabilisieren diese die Strompreise und können die Kostenvorteile der Region ausnutzen. Weiterhin kann mit diesem Modell ein Netzengpass über nachvollziehbare Anreizsignale behoben werden.

Kapitel 2.6 analysierte neben den Stromkosten, die über den Bezug des Stromes über die Börse bzw. OTC bestimmt werden, auch die Steuern und Umlagen. Um eine Preisäquivalenz zwischen Benzin/Diesel und Wasserstoff zu erreichen, kann der Wasserstoff auch langfristig gesehen nicht sowohl die Steuern und Umlagen im Stromsektor als auch im Mineralölsektor zahlen. Da alleine die Mineralölsteuer 5 % der gesamten kassenmäßigen Steuereinnahmen Deutschlands entspricht, gegenüber 1 % aus der Stromsteuer, sollte aus haushaltspolitischen Gesichtspunkten die Entrichtung der Steuern und Umlagen des Mineralölsektors priorisiert werden. Daher sind Konzepte wie beispielsweise die dynamische EEG-Umlage und/oder dynamische Netzentgelte, unter dem Gesichtspunkt eine Wasserstoffinfrastruktur aufzubauen, erfolgsversprechend.

In **Kapitel 3** wird entsprechend der Analyse des Strommarktes der Gasmarkt beschrieben und analysiert.

3 Gasmarkt

In dieser Arbeit wird unter Gasmarkt ein Markt zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff über eine Pipeline verstanden. Da sich eine genaue Trennschärfe zwischen Gasmarkt und Gassektor nicht durchgängig vollziehen lässt, wird in dieser Arbeit ggf. unter Gasmarkt auch der entsprechende Gassektor subsumiert.

In **Kapitel 3.1** werden der bestehende Wasserstoffmarkt und die benötigten technischen Komponenten beschrieben und analysiert. Ausgehend von dieser Analyse wird der deutsche Erdgasmarkt als potentieller Vergleichsmarkt gewählt. Dies ist dadurch begründet, dass auch im Erdgasmarkt das Gas mittels einer Pipeline, ähnlich der Wasserstoffpipeline, zum Transport genutzt wird. Die Entwicklung des deutschen Erdgasnetzes kann daher die Grundlage für den Aufbau eines Wasserstoffmarktes legen und wird entsprechend in **Kapitel 3.2** erläutert. Weiterhin werden in diesem Kapitel die entsprechenden potentiell möglichen Netzzugangsmodelle anhand ihrer Stärken- und Schwächen untereinander bewertet. **Kapitel 3.3** fasst die wesentlichen Ergebnisse zusammen und diskutiert diese.

3.1 Wasserstoffmarkt

Dieses Kapitel beschränkt sich nicht auf die Analyse der in dieser Arbeit verwendeten Beziehung Power-to-Gas mit der Nutzung des Wasserstoffs im Verkehrssektor, sondern beschreibt den kompletten Wasserstoffsektor weltweit und in Deutschland. Anschließend werden die technischen Komponenten, die für einen Wasserstoffmarkt notwendig sind, vorgestellt.

3.1.1 Beschreibung des Wasserstoffmarktes

Die weltweite Wasserstoffproduktion wird aktuell nicht überwacht. Je nach Quelle wird eine Wasserstoffmenge von 45 bis 65 Millionen t pro Jahr angenommen [12, S. 10; 119; 120; 121, S. 14]. Abbildung 3.1 (links) zeigt die Anteile der weltweiten Wasserstoffproduktion nach Art der Produktion im Jahr 2008. Bisher werden 48 % des Wasserstoffs über Erdgasgasreformierung gewonnen, lediglich 4 % werden über Elektrolyse hergestellt. Dabei ist zu berücksichtigen, dass es sich hierbei um keine im Rahmen dieser Arbeit diskutierte Art der Produktion, also der Wasserstoffproduktion per Wasserelektrolyse, handelt, sondern größtenteils um die sogenannte Chlor-Alkali-Elektrolyse.

Abbildung 3.1 (rechts) zeigt die Art der Nutzung des Wasserstoffs im Jahr 2008. Auch hier werden, im Gegensatz zu der in dieser Arbeit diskutierten Nutzungsform, keine signifikanten Mengen von Wasserstoff für Brennstoffzellenfahrzeuge verwendet. Der Hauptteil des Wasserstoffs von 55 % wird zur Ammoniakherstellung verwendet, welcher hauptsächlich zur Düngemittelproduktion genutzt wird. Weiterhin wird Wasserstoff zu 25 % in der Petrochemie und zu 10 % in der Methanolproduktion genutzt. Andere Nutzungsformen sind beispielsweise Prozess- oder Heizwärme bzw. Treibstoff für die Raumfahrt [12, S. 11].

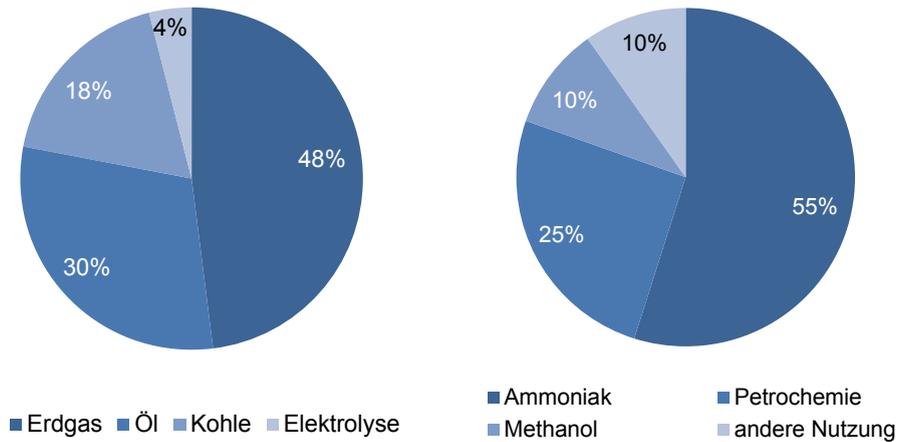


Abbildung 3.1: Anteil der weltweiten Wasserstoffproduktion von ca. 45 bis 65 Millionen t pro Jahr nach Art der Produktion (links) sowie nach Nutzung im Jahr 2008 [121, S. 14]

Europa besitzt neben den USA mit 20 % gegenüber 25 % den zweithöchsten Wasserstoffverbrauch im Jahr 2013, vgl. Abbildung 3.2. Allein China, Europa und die USA verbrauchen zusammen ca. 60 % der weltweiten Wasserstoffproduktion.

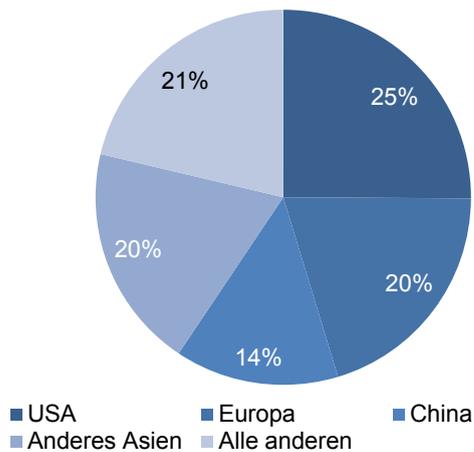


Abbildung 3.2: Anteil des weltweiten Wasserstoffverbrauchs nach Regionen im Jahr 2013 [119]

Die Nutzung des Wasserstoffs, vgl. Abbildung 3.1 (rechts), kann sich regional deutlich unterscheiden. Beispielsweise wird in Japan der Wasserstoff zu ca. 95 % für die Ammoniakherstellung genutzt, vgl. Abbildung 3.3, während in Europa ihr Anteil nur ca. 40 % beträgt. Im Commonwealth of Independent States (CIS) beträgt deren Anteil beispielsweise 70 %.

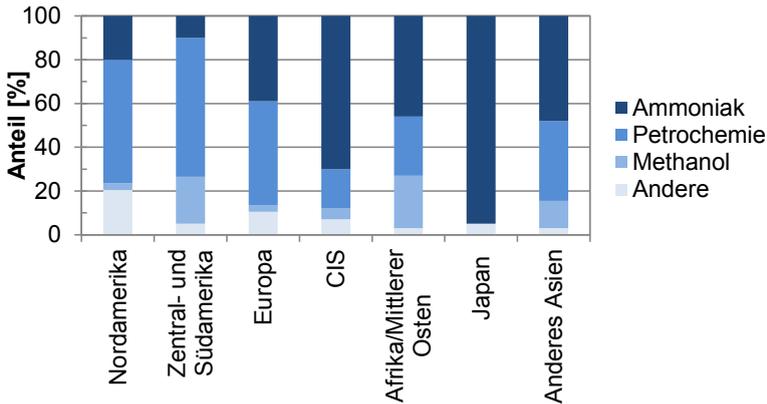


Abbildung 3.3: Wasserstoff Nutzung nach Regionen im Jahr 2006 [122]

In Deutschland werden etwa 4 % der Weltproduktion, also ca. 1,8 bis 2,6 Millionen t pro Jahr an Wasserstoff produziert. Abbildung 3.4 zeigt den Anteil nach Art der Wasserstoffproduktion. Hauptsächlich - mit 31 % gegenüber der weltweiten Produktion von 48 % - wird Wasserstoff mittels Dampfreformierung von Erdgas produziert. Der Anteil der Chlor-Alkali-Elektrolyse beträgt 5 %, was grundsätzlich dem Anteil der Weltproduktion entspricht.



Abbildung 3.4: Anteil der Wasserstoffproduktion in Deutschland nach Art der Produktion [123, S. 215]

Die im Rahmen dieser Arbeit untersuchte Wertschöpfungskette, in der Strom aus erneuerbaren Energien und Wasser per Elektrolyse zu Wasserstoff gewandelt und für Brennstoffzellenfahrzeuge genutzt wird, stellt bisher keinen signifikanten Beitrag im Wasserstoffmarkt dar. Dabei fand das Power-to-Gas Konzept bereits im Jahr 1929 in Norwegen in der Gemeinde Rjukan Anwendung. Hier koppelte die Firma Norsk Hydro Elektrolyseure aufgrund der niedrigen Strompreise mit Wasserkraftanlagen. Später wurden insbesondere PV-Wasserstoff-Systeme, also die Kopplung von Elektrolyseuren mit Photovoltaikanlagen, umgesetzt. Beispielsweise im Jahr 1990 in Saudi Arabien. Dort wurde eine 350 kW PV-Anlage mit einem etwa 80 kW großen Elektrolyseur gekoppelt. Ein weiteres Beispiel ist das Projekt Phoebus des Forschungszentrum Jülich aus dem Jahr 1998. Hier wurde bereits eine 43 kW PV-Anlage mit einem 26 kW Elektrolyseur gekoppelt sowie eine 2,6 kW Brennstoffzelle für die Rückverstromung genutzt. Weitere Systemkomponenten waren eine 300 kWh Batterie und

ein 150 bar Wasserstoff Speicher [124]. Eines der ersten Wind-Wasserstoff-Systeme, also die Kopplung einer Windenergieanlage mit einem Elektrolyseur, realisierte der schwedische Ingenieur Olof Tegström im Jahr 1985. [125, S. 39; 126, S. 129; 127, S. 43] Einen umfangreichen geschichtlichen Überblick ist weiterhin Lehmann und Luschtinetz (2014) bzw. Hoffmann (2013) zu entnehmen [126, S. 134; 127, S. 43 ff.]. Neben den erneuerbaren Energien zur Strombereitstellung sind weitere technische Komponenten für eine Wasserstoffinfrastruktur notwendig. Diese werden im nächsten Kapitel vorgestellt.

3.1.2 Technische Komponenten für einen Wasserstoffmarkt

Zur Umsetzung eines Wasserstoffmarktes sind verschiedene technische Komponenten notwendig: Beispielsweise Elektrolyseure, Verdichter, eine Wasserstoffpipeline bzw. Trailer oder Wasserstoffspeicher wie Salzkavernen. Die benötigten Komponenten unterscheiden sich dabei je nach Szenario und berücksichtigten Pfaden.

Entscheidend für das Marktdesign ist dabei der Transport, dieser kann flüssig oder gasförmig in Pipelines oder per Lkw erfolgen. Abbildung 3.5 zeigt die Wasserstoffkosten bei unterschiedlichen Durchsatzraten und Entfernungen der verschiedenen Transportverfahren. Der Transport von gasförmigem Wasserstoff ist ab etwa 70 Tonnen pro Tag (t/d) über eine Pipelineverbindung am kostengünstigsten. Durchsatzraten von 10 t/d und Strecken von mehr als 200 km sind idealerweise flüssig zu transportieren. Höherer Durchsatz führt dazu, dass erst bei einer weiteren Distanz flüssig transportiert werden sollte. Bei niedrigeren Umsatzen als 10 t/d sollte der Transport von gasförmigen Wasserstoff per Lkw zum Einsatz kommen [12; 128].

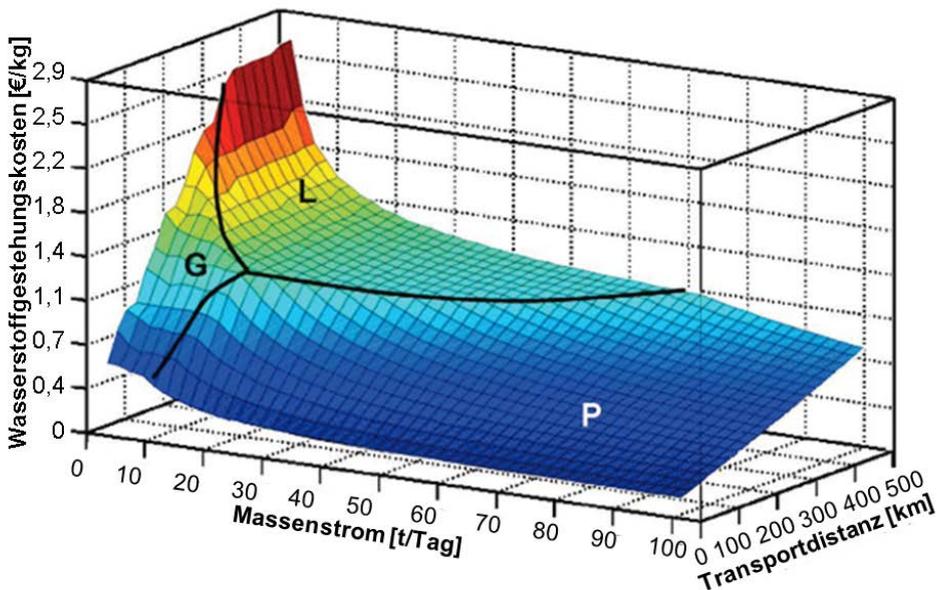


Abbildung 3.5: Minimale Transportkosten für Wasserstoff in Abhängigkeit von Massenfluss und Transportentfernung. Mit G = gasförmiger Transport via Lkw, L = flüssiger Transport via Lkw und P = gasförmiger Transport via Pipeline, in Anlehnung an [12; 128]. Wechsellkurs Dollar zu Euro aus dem Jahr 2011.

Somit kann gerade zur Anfangsphase davon ausgegangen werden, dass ein Lkw-Transport durchaus wirtschaftlich sein kann. Für einen liquiden Markt zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff eignet sich jedoch zwangsläufig aufgrund der Durchsatzraten und Transportentfernungen nur ein Pipelinesystem. In Deutschland werden beispielsweise aktuell zwei Pipelinenetze mit reinem Wasserstoff betrieben. Ein 240 km langes Netz von Air Liquide im Ruhrgebiet sowie ein 100 km langes Netz von Linde bei Leuna. Diese dienen jedoch nicht zur Versorgung einer Tankstelle mit Wasserstoff [12]. Es gibt bisher national, aber auch international, keinen liquiden und diskriminierungsfreien Markt von Wasserstoff per Pipeline der an ein Tankstellennetz angeschlossen ist. Für eine Auflistung der weltweiten Wasserstoffpipelines sowie eine technische Beschreibung siehe Krieg (2012) [12]. [129]

Das unterstellte, zu analysierende Szenario hat neben dem Transport weitere Implikationen für die benötigten Komponenten für einen Wasserstoffmarkt. Folgende zwei Szenarien und deren benötigte Komponenten verdeutlichen dies beispielhaft, unabhängig ihrer Wirtschaftlichkeit:

1. Stromangebot für den Elektrolyseur: Zentrale Produktion des Wasserstoffs an Anlandungspunkten der Offshore-Windenergie. Nachfrage: Wasserstofftankstellen in unterschiedlichen Landkreisen, angelehnt an das Konzept in dieser Arbeit.
2. Stromangebot für den Elektrolyseur: Produktion des Wasserstoffs im Gebäude mittels Strom aus einer Photovoltaik-Anlage. Nachfrage: Rückverstromung des Wasserstoffs mittels Brennstoffzelle im Gebäude

Das erste Szenario benötigt beispielsweise folgende technische Komponenten: Elektrolyseanlage zur Herstellung des Wasserstoffs ggf. Anlagen zur Gasaufbereitung, je nach Transportdistanz und Massenstrom eine Wasserstoffpipeline und somit Verdichter und/oder LKW-Trailer. Zur Überbrückung von langen beispielsweise zwei-wöchigen Windflauten werden Salzkavernen und zur Zwischenspeicherung an Tankstellen Stahl-Zylinderspeicher genutzt. In Brennstoffzellenfahrzeugen wird dann der Wasserstoff in Strom und per Elektromotor in Bewegung umgesetzt.

Das zweite Szenario nutzt auch eine Elektrolyseanlage zur Herstellung des Wasserstoffs, benötigt gegenüber Szenario eins jedoch beispielsweise keine Pipeline oder Salzkavernen. Kleine Stahl-Zylinderspeicher werden zur Pufferung des Wasserstoffs genutzt. Als weitere technische Komponente wird eine Brennstoffzelle im Haus benötigt.

Diese beiden Beispiele verdeutlichen die Abhängigkeit der zu untersuchenden technischen Komponenten je nach gewähltem Ausgangsszenario. Ausgangspunkt jedes Power-to-Gas Szenarios ist jedoch die Elektrolyse.²⁸ Für die weiteren technischen Komponenten für einen Wasserstoffmarkt bzw. den Wasserstoffsektor sei auf die entsprechenden Literaturen verwiesen [12; 107; 108; 130-132], insbesondere auf die Studie „Integration von Wind-Wasserstoff-Systemen“ in das Energienetz (2014) [133] sowie die Arbeit von Tietze (2015) [134]. Die Beschreibung der Kosten der in dieser Arbeit verwendeten Komponenten sind Kapitel 7.2 zu entnehmen.

²⁸ In Anhang I befindet sich eine Beschreibung der Elektrolyseure.

3.1.3 Implikationen für das Strom- und Gasmarktdesign

Die Analyse des aktuellen Wasserstoffmarktes, vgl. Kapitel 3.1.1, hat gezeigt, dass das hier untersuchte Gasmarktdesign – Strom aus erneuerbaren Energien → Elektrolyse → Wasserstoff → Brennstoffzellenfahrzeuge – bisher keinen signifikanten Beitrag im Wasserstoffmarkt darstellt. Ferner sind die benötigten technischen Komponenten des Wasserstoffmarktes, vgl. Kapitel 3.1.2, je nachdem welches Szenario verwendet wird unterschiedlich. Da das hier untersuchte Szenario den Wasserstofftransport per Pipeline unterstellt, sind entsprechende Marktdesign-Entwürfe zu berücksichtigen, welche ein Pipelinesystem verwenden. Daher kann insbesondere der Erdgasmarkt, welcher auch über ein Pipelinesystem verfügt, als Vergleichsmarkt für den Aufbau eines Wasserstoffmarktes herangezogen werden.

3.2 Erdgasmarkt als Vergleichsmarkt

Bisher gibt es weltweit kein Gasmarktdesign zur Versorgung des Straßenverkehrs mit Wasserstoff über eine Pipeline. In Deutschland gibt es jedoch ein Gasmarktdesign zur Versorgung beispielsweise der Haushalte mit Erdgas über eine Pipeline. Daher wird in diesem Kapitel unterstellt, dass der deutsche Erdgasmarkt einen Vergleichsmarkt für den Wasserstoffmarkt darstellen kann. Diese Analogie führt zu weitreichenden Implikationen. Die Arbeit von Schumacher (2011) untersucht etwa verschiedene Betreiberstrukturen und analysiert die möglichen vertikalen Integrationen im Erdgasmarkt [135]. Dessen Ergebnisse könnten daher auch als Betreiber-Richtlinien für einen zukünftigen Wasserstoffmarkt gelten. Da die genaue Ausgestaltung der Betreiberstruktur nicht Teil dieser Arbeit ist, soll dieses Beispiel nur die Möglichkeiten der gewählten Analogie verdeutlichen. Vielmehr wird in dieser Arbeit auf Grundlage der Analyse der Entwicklung des deutschen Erdgassektors und der möglichen Netzzugangsmodelle auf die benötigten Schritte im Wasserstoffmarkt geschlossen.

3.2.1 Die Entwicklung des deutschen Erdgassektors

Das deutsche Erdgasnetz hat sich aus der Versorgung mit Kokerei- bzw. Stadtgas heraus entwickelt. Dieses sogenannte „Stadtgas“ wurde in Deutschland für die Straßenbeleuchtung, zum Heizen und zum Kochen verwendet. Die genaue Zusammensetzung war abhängig vom Herstellungsverfahren²⁹ sowie zum Teil je nach Gasanstalt³⁰ unterschiedlich [136, S. 14; 137, S. 26; 138]. Festzuhalten bleibt, dass Stadtgas zu einem Anteil von ca. 50 % aus Wasserstoff, ca. 20 % Methan, ca. 15 % Stickstoff und ca. 10 % Kohlenstoffmonoxid, welches ein giftiges Gas ist, bestand³¹. Zur Einordnung: Aktuell sind Wasserstoffkonzentrationen im deutschen Erdgasnetz von bis zu 5 Vol.-% erlaubt [107; 139] und es wird davon ausgegangen, dass die Erdgasinfrastruktur für Konzentrationen von bis zu ca. 10 Vol.-% geeignet ist [140].

Die ersten Gasanstalten wurden von ausländischen Inverstoren installiert und zu meist anschließend von kommunalen Ortsversorgern betrieben³². Die in London ansässige Imperial

²⁹ Meistens mittels Kohlevergasung erzeugt.

³⁰ Auch Gaswerk: Anlage zur Herstellung, Speicherung sowie Bereitstellung von technischen Gasen.

³¹ Weitere Stoffe sind unter anderem Wasserdampf, Kohlenstoffdioxid, Sauerstoff und Kohlenwasserstoffe.

³² Zur geschichtlichen Entwicklung des Beleuchtungswesen bis zur Einführung des Leuchtgases siehe [141, S. 1-11] sowie zur Entwicklung der Gas-Rohrleitungstechnik [142].

Continental-Gas-Association versorgte ab dem Jahr 1825 Berlin und anschließend weitere Städte mit Stadtgas [141]. Ab dem Jahr 1880 entstanden die ersten Vereinigungen von Gasanstalten und Kokereien [143, S. 41]. Der Gastransport von den Gasanbietern zu den Gasverbrauchern konnte mittels lokaler Gasnetze, mit Drücken von ca. 8 bar, realisiert werden. Anfang der 90er Jahre wurde als letzte Stadt Saarbrücken von Stadtgas auf Erdgas umgestellt.

Zu Beginn des 20. Jahrhunderts entwickelte sich, zusätzlich zu den bestehenden Verteilnetzen, auch die Ferngasversorgung. Das Pipelinennetz, welches von Verbesserungen im Rohrleitungsbau profitierte, begünstigte die Errichtung von zentralen und leistungsstarken Gaswerken³³. Insbesondere die Entdeckungen von großen Erdgasvorkommen im Jahr 1959 bzw. 1960 bei Groningen in den Niederlanden und in der norddeutschen Tiefebene, beschleunigten nochmals maßgeblich den Ausbau der Ferngasversorgung³⁴. Die entstandenen Ferngasgesellschaften befanden sich, im Gegensatz zu den lokalen Gasanstalten, größtenteils in privatwirtschaftlicher Hand [16; 145].

Dies erklärt, wie in Abbildung 3.6 (rechts) zu sehen, die bis zur Liberalisierung vorherrschende Marktstruktur. Erdgas verdrängte zunehmend die Nutzung von Kokerei- bzw. Stadtgas. Wesentliche Punkte hierfür waren [16; 145]:

- Erdgas ist, im Gegensatz zu Kokerei- bzw. Stadtgas, nicht giftig³⁵
- Günstigere Produktionskosten von Erdgas im Vergleich zu Kokerei- bzw. Stadtgas
- Leichte Umstellung der Gasnetze von Stadtgas auf Erdgas

Durch diese Vorteile stieg der Erdgasverbrauch von 0,08 Mrd. m³ im Jahr 1950 auf 16,69 Mrd. m³ im Jahr 1970, wie in Abbildung 3.6 (links) zu sehen ist.

³³ Ähnlich dem Hochspannungsnetz im Strommarkt.

³⁴ Parallel wurde 1958 die erste Mineralölferrleitung, die Nord-West-Ölleitung, in Europa von Wilhelmshaven nach Wesseling in Betrieb genommen [144].

³⁵ Daher wurde Stadtgas ein nach Knoblauch riechendes Diphosphan zugefügt. Die Beimischung von Geruchsmittel wird im Allgemeinen auch Odorierung genannt.

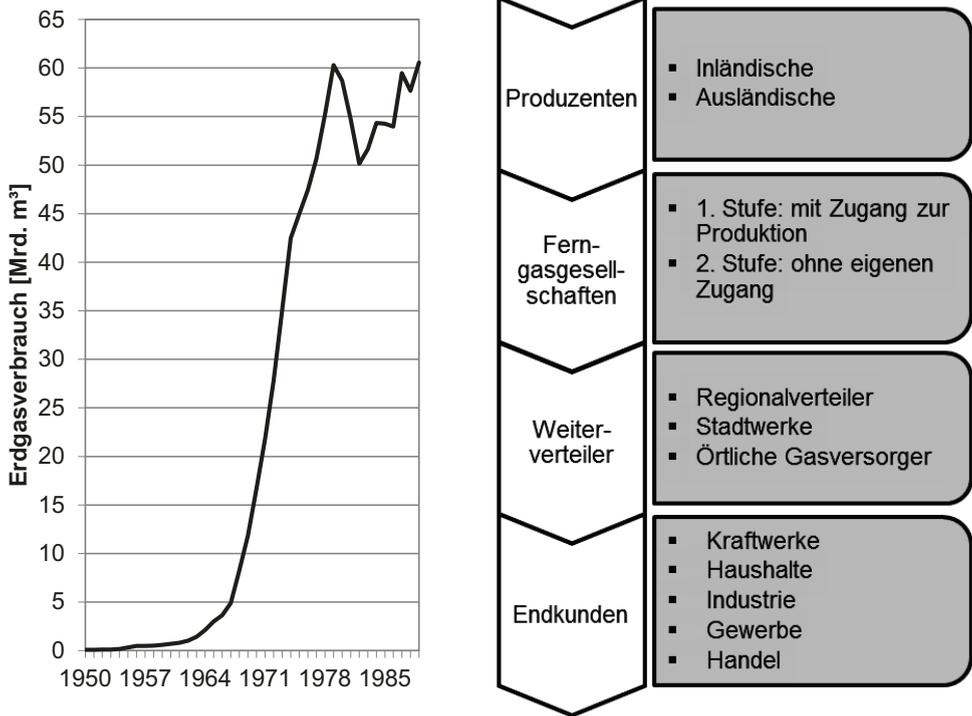


Abbildung 3.6: Links: Erdgasverbrauch der alten Bundesländer [146, mit Daten in Mio. t. SKE], Rechts: Struktur des Erdgasmarktes vor der Liberalisierung [16, S. 155]

Dieser Anstieg führte 1970 zu Verträgen zum Bezug von Erdgas mit Russland sowie seit Ende der 1970er Jahre mit Norwegen. Das Erdgaspipelinennetz wurde nach der Wiedervereinigung insbesondere in den neuen Bundesländern modernisiert und der dortige Wärmemarkt von Braunkohle auf Erdgas umgestellt [16].

3.2.2 Netzzugangsmodelle für ein Pipelinenetz

In diesem Kapitel werden die Modelle zur Organisation eines Pipelinenetzes vorgestellt. Zur vertiefenden Analyse siehe Robinius et al. (2014) [129]. Grundsätzlich lassen sich drei Zugangsmodelle unterscheiden: das Badewannen-Modell bzw. Briefmarkenmodell, das Punkt-zu-Punkt-Modell bzw. Kontraktpfadmodell sowie das Regelzonenmodell. Abbildung 3.7 zeigt den Vergleich der Zugangsmodelle nach ihrer Handelsflexibilität und technischen Machbarkeit. Die Unterscheidungsmerkmale sind den entsprechenden Unterpunkten zu entnehmen. Die drei Modelle können untereinander für verschiedene Verteilstufen kombiniert werden. [147-149].

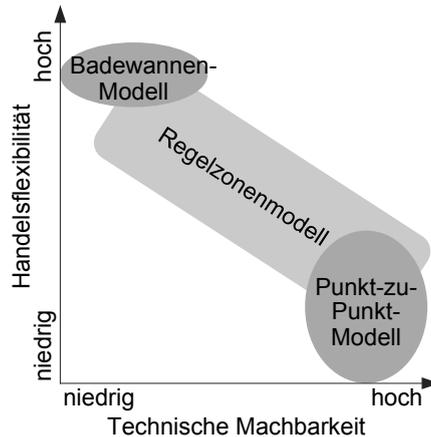


Abbildung 3.7: Vergleich der Zugangsmodelle eines Pipelinenetzes nach technischer Machbarkeit und Handelsflexibilität, in Anlehnung an [147]

Punkt-zu-Punkt-Modell

Das Punkt-zu-Punkt-Modell geht davon aus, dass jedem Handelsgeschäft eine konkrete Quelle-Senke-Verbindung zu Grunde liegt. Die Lieferung erfolgt in vollem Umfang und der Gashändler muss bei den Netzbetreibern zwischen der Quelle und der Senke eine der Lieferung entsprechende Kapazität buchen. Die Buchung erfolgt nach dem Grundsatz „first committed-first served“³⁶. Da es sich beim Gastransport ähnlich wie beim Stromtransport bei dem eingespeisten Gas in der Realität nicht um das ausgespeiste Gas handelt, wird ein fiktiver Transportpfad zu Grunde gelegt der sogenannte Kontraktpfad. Dieses Modell bevorzugt insbesondere vertikal integrierte Netzbetreiber. Diese können gegenläufige Gasflüsse saldieren, wodurch Netzentgelte für Drittnutzer deutlich höher als die Kosten der Netzbetreiber ausgewiesen werden können [150].

³⁶ Bei Homogenität der Anfragen bekommt die erste eingegangene Anfrage die Transportkapazität.

Wesentliche Vorteile und Nachteile des Modells sind [148; 151]:

- ✓ Es wird stets die maximale Kapazität vermarktet
- ✓ Transportentgelte werden verursachergerecht berechnet
- ✗ Große Anzahl von komplexen Verträgen
- ✗ Hohe Transaktionskosten
- ✗ Keine effizienzsteigernden Preissignale

Badewannen-Modell

Im Badewannen-Modell wird innerhalb eines Gebiets (Zone) die Möglichkeit gegeben zu jeder Zeit in das Gasnetz ein- und auszuspeisen. Dabei ist der Ort innerhalb des Gebiets frei wählbar und zeitlich flexibel. Die Entgelte sind räumlich nicht aufgelöst und transaktionsunabhängig. Definiert man Deutschland als eine Zone, kann als Vergleich eine Briefmarke herangezogen werden, diese ist auch entfernungs- und transaktionsunabhängig (daher auch Briefmarkenmodell). Insbesondere die Modell-inhärenten Annahmen einer ausreichend großen Leitungs- und Pufferreserve sowie des hohen Vermaschungsgrades des Netzes sind in der Realität bei einem Gasnetz aufgrund der hohen Pipeline-Investitionskosten faktisch „nie“ anzutreffen. Der Vermaschungsgrad im deutschen Erdgasnetz ist beispielsweise sehr gering und entspricht eher einer Linienstruktur mit astförmigen Verzweigungen. Im Gegensatz zur geforderten Leitungs- und Pufferreserve ist beim Neubau von Pipelinenetzen die maximale Transportkapazität das bestimmende Kriterium. Bei neuen großen Ein- und Ausspeisemengen wird daher geprüft, ob ein Ausbau notwendig ist und das Netz wird dementsprechend erweitert. Bei der Gegenüberstellung der Vorteile und Nachteile sind daher die Nachteile, aufgrund der technischen Restriktionen, deutlich höher zu bewerten [148; 151]:

- ✓ Einfachheit
- ✓ Vollständig diskriminierungsfrei
- ✗ Keine begrenzten Transportkapazitäten
- ✗ Technikfern

Regelzonenmodell

Beim Regelzonenmodell werden insbesondere die netztechnischen Gegebenheiten beachtet. Dieses Modell berücksichtigt daher im Gegensatz zum Briefmarkenmodell die im Pipelinenetz vorhandenen Kapazitätsbeschränkungen, welche dazu führen, dass die Quelle-Senke-Beziehung nicht durch eine frei wählbare Strecke bestimmt werden kann. Damit diese Kapazitätsbeschränkungen im Regelzonenmodell berücksichtigt werden können, wird das Netzgebiet in mehrere Teilgebiete, die sogenannten Regelzonen zerlegt. Die Transportrestriktionen treten somit nur an den Grenzen der Regelzonen auf, wobei innerhalb einer Regelzone ein Badewannenmodell angewandt wird. Somit stellt sich Grundsätzlich die Frage der Dimensionierung der einzelnen Regelzonen im Spannungsfeld von technischer Realisierbarkeit und den Ansprüchen des Handels [148; 151]:

- ✓ Berücksichtigt die Kapazitäten im Pipelinenetz
- ✓ Große Regelzonen führen zu mehr Handelswettbewerb
- ✗ Änderung der Transportkapazitäten in einer Regelzone hat Auswirkungen auf benachbarte Regelzonen
- ✗ Große Regelzonen erfordern hohe Investitionen

Entry-Exit-Modell

Das Entry-Exit-Modell stellt ein konkretes Handelsmodell des Regelzonenmodells dar. In diesem Modell wird das Gas an Entrypunkten eingespeist und an Exitpunkten ausgespeist. Der Transportkunde bucht an diesen Punkten die entsprechende Kapazität für den Transport. Eine Leitungskapazitätsbuchung wie im Punkt-zu-Punkt Modell entfällt somit und es werden nur noch zwei Verträge geschlossen, der Einspeise- und der Ausspeisevertrag. Daher sind folglich auch die Transaktionskosten im Entry-Exit-Modell geringer als im Punkt-zu-Punkt-Modell. Dennoch führt eine große Anzahl von Marktgebieten dazu, dass sich die Entry- und Exitentgelte akkumulieren, das sogenannte Pancaking, und damit einem ungehinderten Gastransport entgegenstehen [152]. Dadurch, dass jedoch die Einspeise- und Ausspeiseverträge auch unabhängig voneinander gebucht werden können, besteht beispielsweise für Gashändler die Möglichkeit nur Einspeisekapazitäten zu buchen und diese anschließend an einem virtuellen Handlungspunkt anzubieten. Die Abnehmer buchen somit nur Ausspeisekapazitäten. Steigt die Liquidität des Gasmarktes, kann sich daher ein Spotmarkt wie beispielsweise der für Erdgas in Deutschland mit „NetConnect-Germany“ und „Gaspool“ entwickeln. Diese erreichten an der „European Energy Exchange“ im Jahr 2010 ein Volumen von 1.010.135 MWh [153].

Ferner können durch das Entry-Exit-Modell Bilanzkreise leichter gebildet werden. Durch diese Bilanzkreise kann innerhalb eines abgeschlossenen Netzgebietes der Netznutzer eine Vorsaldierung vornehmen, bevor diese anschließend mit dem Bilanzkreis-Verantwortlichen nach Mehr- oder Mindermengen verrechnet werden [154; 155].

3.2.3 Implikationen für das Strom- und Gasmarktdesign

Die Implikationen für das Strom- und Gasmarktdesign zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff unterscheiden sich hinsichtlich Ausbaustufe und Vermaschungsgrad des Wasserstoffpipelinennetzes. Bei klaren Quellen-Senken Beziehungen, wie zu Beginn des Aufbaus eines Wasserstoffpipelinennetzes überwiegen die Vorteile des Kontraktpfadmodells. Bei steigendem Vermaschungsgrad ist das aus dem jetzigen Erdgasmarkt bekannte Entry-Exit-Modell zu wählen.

3.3 Diskussion der Gasmarktanalyse

Dieses Kapitel fasst die Ergebnisse aus Kapitel 3 zusammen und diskutiert diese. Wesentliche Ergebnisse, die entsprechend bei einem Strom- und Gasmarktdesign sowie im weiteren Verlauf der Arbeit berücksichtigt werden, sind die folgenden:

- Weltweit existiert zurzeit kein Wasserstoffmarkt zur Versorgung des Straßenverkehrs mit einer Pipeline.
- Der deutsche Erdgasmarkt kann als Vergleichsmarkt für einen entsprechenden Wasserstoffmarkt verwendet werden.
- Je Auf- bzw. Ausbaustufe der Wasserstoffpipeline unterscheiden sich die Netzzugangsmodelle:
 - Das Kontraktpfadmodell kann nur zum Aufbau einer Wasserstoffpipeline gewählt werden, so lange eine konkrete Quelle-Senke-Beziehung vorliegt.
 - Das Entry-Exit-Modell kann ab der Phase genutzt werden, in der die Wasserstoffpipeline vermascht ist und somit keine konkrete Quelle-Senke-Beziehung mehr vorliegt.
- Daher wird das Entry-Exit-Modell in der Modellierung in Kapitel 5 und der Analyse in Kapitel 6 berücksichtigt.

Diese Ergebnisse sind auf folgende Analysen zurückzuführen:

In Kapitel 3 wurde ein mögliches Gasmarktdesign zur Versorgung des Straßenverkehrs mit Wasserstoff hergeleitet. Dazu wurde in **Kapitel 3.1** der aktuelle Wasserstoffmarkt analysiert. Die weltweite Wasserstoffproduktion beträgt, je nach Quelle, zwischen 45 bis 65 Million t [12, S. 10; 119; 120; 121, S. 14]. In Deutschland werden etwa 4 % der Weltproduktion, also ca. 1,8 bis 2,6 Millionen t pro Jahr an Wasserstoff produziert. Die Wasserstoffproduktion in Deutschland beschränkt sich hauptsächlich, mit 31 % gegenüber der weltweiten Produktion von 48 %, auf die Dampfreformierung von Erdgas. Der Anteil der Chlor-Alkali-Elektrolyse beträgt 5 %, was grundsätzlich dem Anteil der Weltproduktion entspricht.

Bei einer flächendeckenden Versorgung des Straßenverkehrs mit Wasserstoff ist im Endzustand aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten eine Pipeline zum Transport zu favorisieren. In Deutschland werden beispielsweise aktuell zwei Pipelinenetze mit reinem Wasserstoff betrieben. Ein 240 km langes Netz von Air Liquide im Ruhrgebiet sowie ein 100 km langes Netz von Linde bei Leuna. Diese dienen jedoch nicht zur Versorgung einer Tankstelle mit Wasserstoff [12]. Es gibt daher bisher national, aber auch international, keinen liquiden und diskriminierungsfreien Markt von Wasserstoff per Pipeline zur Versorgung des Straßenverkehrs. Daher muss ein Wasserstoffmarkt zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff über ein artverwandtes Gasmarktdesign angenähert werden.

Da das hier untersuchte Szenario den Wasserstofftransport per Pipeline unterstellt, sind entsprechende Marktdesign-Entwürfe, welche ein Pipelinesystem verwenden, zu berücksichtigen. Daher wurde der deutsche Erdgasmarkt in **Kapitel 3.2**, welcher auch über ein Pipeline-

system verfügt, als Vergleichsmarkt für den Aufbau eines Wasserstoffmarktes herangezogen.

Ausgehend von der Beschreibung der Entwicklung des deutschen Erdgassektors wurden die möglichen Netzzugangsmodele, also das Punkt-zu-Punkt-, das Badewannen-, das Regelzonen- und das Entry-Exit-Modell, analysiert und untereinander diskutiert. Die Implikationen aus der Analyse unterscheiden sich dabei hinsichtlich der Ausbaustufe und des Vermaschungsgrades der Wasserstoffpipeline. Bei klaren Quellen-Senken Beziehungen, wie zu Beginn des Aufbaus eines Wasserstoffpipelinennetzes überwiegen die Vorteile des Kontrakt-pfadmodells. Bei steigendem Vermaschungsgrad ist das aus dem jetzigen Erdgasmarkt bekannte Entry-Exit-Modell zu wählen.

Durch die Möglichkeit, den deutschen Erdgasmarkt als Vergleichsmarkt für den Wasserstoffmarkt, wie er in dieser Arbeit unterstellt wird, zu nutzen, ergaben sich weitere weitreichende Implikationen für das Strom- und Gasmarktdesign. So können beispielsweise mögliche Betreiberstrukturen anhand von wissenschaftlichen Analysen aus dem Erdgasmarkt auf den Wasserstoffmarkt übertragen werden: Die Arbeit von Schumacher (2011) untersucht etwa verschiedene Betreiberstrukturen und analysiert die möglichen vertikalen Integrationen im Erdgasmarkt. Dessen Ergebnisse könnten daher auch als Betreiber-Richtlinien für einen zukünftigen Wasserstoffmarkt gelten [135].

In **Kapitel 4** werden die potentiellen Share- und Stakeholder einer Wasserstoffinfrastruktur beschrieben und analysiert.

4 Share- und Stakeholder-Analysen

Dieses Kapitel analysiert die möglichen Share- und Stakeholder, die eine Wasserstoffinfrastruktur, beispielsweise bestehend aus Elektrolyseuren, Speichern, einem Wasserstoffpipelinetz sowie einer Tankstelleninfrastruktur, aufbauen können. Dabei wird zuerst der Begriff der Share- und Stakeholder sowie das Begriffsverständnis in dieser Arbeit definiert und die Betrachtungsgrenze in **Kapitel 4.1** erläutert. Weiterhin stellt sich die Frage, ob eine solche Infrastruktur überhaupt finanzierbar ist. Daher werden in **Kapitel 4.2** mögliche Finanzierungsansätze für Infrastrukturen beschrieben sowie die Finanzierungssumme einer Wasserstoffinfrastruktur in Relation zu beispielsweise einer Erdgasinfrastruktur gesetzt. Dabei sind die zukünftigen Share- und Stakeholder bisher größtenteils unbekannt. In **Kapitel 4.3** werden daher aus der Analyse von bisherigen Power-to-Gas-Projekten heraus mögliche Share- und Stakeholder identifiziert. **Kapitel 4.4** beschreibt weitere mögliche Share- und Stakeholder entlang der Power-to-Gas Wertschöpfungskette und analysiert diese anhand ausgewählter Indikatoren wie den Eigenkapitalzinssätzen, den Umsatzerlösen und den operativen Gewinnen. In **Kapitel 4.5** werden die wesentlichen Ergebnisse zusammengefasst und diskutiert.

4.1 Definition von Share- und Stakeholdern

Zur Entwicklung eines Strom- und Gasmarktdesigns zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff ist es notwendig, die potentiellen Anbieter und Nachfrager zu bestimmen und diese zu analysieren, vgl. Kapitel 1.2. Die Wasserstoff-Nachfrager, in dem in dieser Arbeit unterstellten Szenario, sind prinzipiell die heutigen Benzin- und Diesel-Nachfrager. Weitere Nachfrager sind beispielsweise die chemische Industrie, vgl. Kapitel 3.1.1. Diese werden in dieser Arbeit jedoch nur als Anbieter berücksichtigt und analysiert. Hier zeigt sich bereits, dass die Grenze zwischen Angebot- und Nachfrageseite oft fließend ist: Beispielsweise kann die chemische Industrie aktiv am Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur mitwirken und gleichzeitig Wasserstoff beziehen. Die Angebotsseite kann über eine Vielzahl von potentiellen Share- und Stakeholdern gedeckt werden. Diese würden demnach auch eine Wasserstoffinfrastruktur aufbauen.

Eine einheitliche Definition zu den Begriffen Share- und Stakeholdern gibt es in der Literatur jedoch nicht. Dabei kann unter Stakeholder eine strategische Anspruchsgruppe, ohne deren Unterstützung die Existenz des Unternehmens bedroht wäre, verstanden werden [156, S. 47]. Die Stakeholder können weiterhin in interne und externe Stakeholder unterteilt werden. Interne Stakeholder sind beispielsweise das Management, die Mitarbeiter, die Eigentümer oder die Kontrollorgane des Unternehmens. Externe Stakeholder können wiederum in vier Untergruppen unterteilt werden: Arbeitsmarkt, Absatzmarkt, Gesellschaft und Kapitalmarkt. Unter dem Arbeitsmarkt, als Untergruppe der externen Stakeholder, finden sich potentielle oder ehemalige Mitarbeiter. Auf dem Absatzmarkt sind Gruppen wie beispielsweise Kunden, Lieferanten oder Wettbewerber zu finden. In der Gesellschaft werden beispielsweise Medien, die Politik oder die Öffentlichkeit subsumiert. Die letzte Untergruppe, der Kapitalmarkt, vereint beispielsweise Analysten, Fremdkapitalgeber oder Shareholder [157, S. 62]. Somit können nach der Einteilung von Sponheuer und Kirchgeorg (2010) Shareholder als externe Stakeholder verstanden werden [157, S. 62]. Shareholder sind sozusagen die Eigentümer des Unternehmens. Die Shareholder-Perspektive unterstellt dabei, dass das oberste Ziel der Shareholder die Maximierung des Unternehmenswertes ist [158, S. 6]. Für weitere Definitio-

nen und Abgrenzungen zwischen Share- und Stakeholdern siehe Wall und Schröder (2009) [158] bzw. Tabelle 4.1.

Tabelle 4.1: Vergleich Shareholder- und Stakeholder Value Perspektive, in Anlehnung an [158, S. 7]

	Shareholder Value Perspektive	Stakeholder Value Perspektive
Verständnis der Unternehmung:	Maximierende Einheit	Sozio-ökonomisches System
Zweck der Unternehmung:	Ziele der Eigentümer	Interessensbefriedigung aller Stakeholder
Langfristiges Ziel:	Maximierung Shareholder Value	Nachhaltigkeit der Entwicklung
Beitrag zum Gemeinwohl:	Verfolgung individueller Interessen	Verfolgung ausbalancierter Interessen

Da aufgrund dieser ungenauen Systematik eine klare Abgrenzung zwischen Share- und Stakeholdern schwierig ist, wird entsprechend jeweils angegeben, ob es sich beispielsweise um ein Unternehmen, einen Staat oder eine Interessensgruppe handelt. Dabei wird in dieser Arbeit folgende Betrachtungsgrenze gezogen: Unter Shareholder werden Shareholder der Wasserstoffinfrastruktur, jedoch nicht Shareholder des Unternehmens verstanden. Folgendes Beispiel verdeutlicht diesen Zusammenhang: Air Liquide kann in Kooperation mit beispielsweise Linde eine Wasserstoffpipeline aufbauen. Dazu wird ein Unternehmen gegründet, welches zu gleichen Teilen den Eigentümern Air Liquide und Linde, also den Shareholdern, gehört. Diese Shareholder würden analysiert werden, während die Shareholder von Air Liquide selbst nicht untersucht werden. Air Liquide selbst besitzt beispielsweise im Jahr 2014 390.000 Shareholder [159].

4.2 Finanzierung von Infrastrukturen

Eine Befragung von 46 Teilnehmern des „Hydrogen Stakeholder Workshops“ kommt zu dem Ergebnis, dass die Hauptbarrieren zur Umsetzung einer Wasserstoffinfrastruktur [160, S. 20]:

- die Kosten
- die Technologie
- und die Infrastruktur

sind. Die Wasserstoffinfrastruktur zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff erfordert erhebliche Investitionen beispielsweise in ein Wasserstoffpipelinennetz. Krieg (2012) geht für ein Wasserstoffpipelinennetz zur Versorgung von 75 % des deutschen Straßenverkehrs von ca. 23 Mrd. € aus [12, S. 196]. Diese Kosten bilden neben den Elektrolyseurkosten mit 42 Mrd. €³⁷ den größten Kostenanteil. Daher kann das Wasserstoffpipelinennetz als „Bottleneck“ einer zukünftigen Wasserstoffinfrastruktur bezeichnet werden.

Zur Einordnung der genannten Investitionssummen einer Wasserstoffinfrastruktur werden nachfolgend die Kosten der Erdgasinfrastruktur analysiert. Bis 2025 fallen Netzausbaumaßnahmen im Erdgasfernleitungsnetz nach dem Netzentwicklungsplan Gas (2015) in Höhe von 3,5 Mrd. €, was 350 Mill. € pro Jahr entspricht, an [161, S. 138]. Die 633 Verteilnetzbetreiber

³⁷ 84 GWel mit 720 €/kW und 70 % Wirkungsgrad.

in Deutschland haben im Jahr 2013 ca. 2 Mrd. € für Neuinstallationen, Ausbau, Erweiterungen, Erhalt und Erneuerungen in das Erdgasverteilnetz investiert [81, S. 224].

Das deutsche Erdgasnetz hat im Jahr 2013 eine Gesamtlänge von 508.128 km, davon 470.433 km im Verteilnetz und 37.695 km im Fernleitungsnetz [43, S. 187]. Bei 1.010 €/m (DN400 und DP70) Plankosten für Standard-Erdgastransportleitungen [161, S. 50] wurden alleine im Fernleitungsnetz insgesamt mindestens ca. 38 Mrd. €, was ca. 0,5 Mrd. €/a³⁸ entspricht, investiert. Dies zeigt, dass die Investitionssummen prinzipiell durchaus bezahlbar sind. Daher stellt sich weniger die Frage, ob solche Investitionssummen überhaupt aufgebracht werden können, sondern vielmehr wer die potentiellen Investoren sein sollen.

Aufgrund der hohen Investitionssummen, langer Lebensdauern und nahezu garantierter Renditen sind mögliche Kapitalgeber: der deutsche Staat, Versicherungen, Staatsfonds oder Pensionsfonds. Eine übersichtliche Beschreibung zu den Wesensmerkmalen deutscher Pensionsfonds findet sich bei Schradin und Altuntas (2011) [162, S. 17 ff.]. Aufgrund der Wirtschafts- und Finanzkrise suchen verschiedene Anleger wie beispielsweise Pensionsfonds nach möglichst sicheren und renditestarken Anlageoptionen [163]. Diese Option bieten Investitionen in Infrastrukturen entweder direkt oder über sogenannte Infrastrukturfonds. Bei einer Wasserstoffpipeline wäre beispielsweise über Abschreibungszeiten von 40 bis 50 Jahren eine vergleichsweise sichere Rendite möglich. Zur Einordnung: Die 15 weltweit größten Staatsfonds verwalten ein Vermögen von 5.386 Mrd. € und die 15 weltweit größten Versicherungen haben eine Bilanzsumme von 9.003 Mrd. €³⁹ [164; 165]. In Deutschland stehen rund 550 Versicherungsunternehmen und 31 Pensionsfonds unter der Aufsicht der Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht. Weitere 1.000 regionale Versicherungsvereine stehen unter Landesaufsicht [166]. Die 23 größten Pensionsfonds in Deutschland besitzen ein Vermögen von ca. 27 Mrd. € [167]. Weitere umfangreiche Kennzahlen sind insbesondere bei der Deutschen Bank (2015) zu finden [168].

Neben direkten Eigenkapitalbeteiligungen an Infrastrukturen besteht auch die Möglichkeit sich indirekt über sogenannte Infrastrukturfonds an einer Infrastruktur zu beteiligen. Indirekte Infrastrukturbeteiligungen können über börsennotierte und nicht-börsennotierte, vom Volumen her der größte Teil des Marktes, Infrastrukturfonds getätigt werden [169, S. 2 ff.]. Die wesentlichen Vorteile und Herausforderungen sind Buchner und Wagner (2014) zu entnehmen [169, S. 4]. Die erfassten Transaktionsvolumina von Infrastrukturinvestoren in Europa zeigen, dass mit 39 % der größte Teil auf den Transportsektor entfällt, gefolgt von Utilities mit 22 % und Energie mit 21 %. Bei einem gesamt Volumen von 352,8 Mrd. € bedeutet dies, dass beispielsweise jährlich ca. 74 Mrd. € an Infrastrukturinvestitionen auf den Energiesektor in Europa entfallen [169, S. 18]. Auch diese Summen zeigen wieder, dass nicht von einem „Kapitalengpass“ zur Finanzierung von Infrastrukturen gesprochen werden kann.

Die Investitionssummen, die für eine Wasserstoffinfrastruktur notwendig sind, könnten auch von potentiellen Share- und Stakeholdern entlang der Power-to-Gas Wertschöpfungskette gedeckt werden, vgl. Kapitel 4.4. Zur Finanzierung einer Wasserstoffpipeline könnten sich beispielsweise Tankstellenbetreiber und die Wasserstoffindustrie zusammenschließen, im weiteren Sinne unter Rückwärtsintegration zu verstehen⁴⁰. Eine weitere Option ist beispiels-

³⁸ Vereinfachende Aufteilung der Kosten auf 65 Jahre.

³⁹ Umrechnung von US Dollar in Euro mit einem Wechselkurs von 1 US Dollar = 0,91 €.

⁴⁰ Zur Definition siehe Piontek (2005) [170, S. 38].

weise der Zusammenschluss verschiedener Tankstellenbetreiber, auch horizontale Integration genannt.

4.3 Share- und Stakeholder mit Wissensvorsprung

Share- und Stakeholder mit Wissensvorsprung, sind solche, die bereits Erfahrung, sei es in Projekten oder Kooperationen, zum Thema Power-to-Gas, gesammelt haben. Alternativ sind diese bereits in einem oder in mehreren Bereichen der Power-to-Gas Wertschöpfungskette aktiv (vgl. Kapitel 4.4).

Die europäischen Forschungsbudgets zum Thema Wasserstoff und Brennstoffzelle sind über die Jahre stetig gestiegen: Das Framework Programm 2 in den Jahren 1987 bis 1991 verfügte beispielsweise über ein Budget von 8 Millionen Euro, während das Framework Programm 6 in den Jahren 2002 bis 2006 bereits über ein Budget von 315 Millionen Euro verfügte. Im Jahr 2002 initiierte die europäische Kommission eine sogenannte „High-Level Group“ für Wasserstoff und Brennstoffzellen. Der finale Report der „High-Level Group“ führte zum Aufbau der „Hydrogen and Fuel Cells Technology Platform“ (HFP). Diese koordiniert dem Themenbereich entsprechende Forschungs- und Entwicklungsprogramme sowie die Stakeholder Aktivitäten in Europa [171, S. 33]. Als ein Ergebnis des HFP entstanden die drei Strategieberichte [172]:

- Strategic Research Agenda
- Deployment Strategy
- Implementation Plan

Aus der HFP entwickelte sich im Jahr 2008 das Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking der EU (FCH JU). Dieses ist eine Public Private Partnership zwischen Europäischer Kommission, Europäischer Industrie und Forschungsinstituten in der alle EU-Aktivitäten zu Forschung, Entwicklung und Demonstration zum Themenbereich Wasserstoff und Brennstoffzelle gebündelt werden. Das Gesamtbudget der Jahre 2008 bis 2013 betrug 940 Millionen Euro, wovon 470 Millionen Euro Fördermittel der EU waren. Im Jahr 2014 verlängerte der Europäische Rat die FCH JU unter dem EU Horizon 2020 Framework. Dieses Framework hat in der Phase der Jahre 2014 bis 2020 ein Gesamtbudget von 1,33 Mrd. Euro. Die zweite Phase der FCH JU, die FCH 2 JU, wird am 31.12.2024 enden. Das erklärte Ziel der FCH 2 JU ist es, die Performance zu verbessern und die Kosten zu verringern. Weiterhin soll die Bereitschaft zu einer großskaligen Technologie, im Bereich Transport mit Autos, Bussen und der Tankstelleninfrastruktur sowie im Bereich der Energie mit Wasserstoffproduktion, -verteilung, Energiespeicher und stationäre Stromerzeugung aufgezeigt werden [172; 173, S. 64].

In Deutschland entstand im Jahr 2006, unter Konsultation der HFP, das Nationale Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NIP). Dieses verfügt über ein Budget von 1,4 Mrd. € bis zum Jahr 2016, wobei die eine Hälfte vom Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS) und dem Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) und die andere Hälfte von beteiligten Industrieunternehmen bereitgestellt wird. Das NIP besitzt sechs „Development Plans“, von denen einer die so genannten „Leuchttürme“ ist. Die gegründete NOW GmbH ist verantwortlich für die Koordination und Steuerung des NIP, indem sie Projekte initiiert, evaluiert und bündelt. Weitere Querschnittsaufgaben sind beispielsweise die Öffentlichkeitsarbeit sowie Aus- und Weiterbildung. [174]

Die im Jahr 2002 gegründete Clean Energy Partnership (CEP) ist ein Zusammenschluss aus 20 Industriepartnern, vgl. Tabelle 4.2 rot und schwarz, mit dem Ziel, die Alltagstauglichkeit von Wasserstoff als Kraftstoff zu erproben. Ein weiteres Ziel ist der Aufbau einer Tankstelleninfrastruktur für Wasserstoff in Deutschland mit mindestens 50 öffentlichen Wasserstofftankstellen bis Ende 2015, vgl. Abbildung 4.1. Seit 2008 ist die CEP ein „Leuchtturm“ des Nationalen Innovationsprogramms Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NIP) [175].

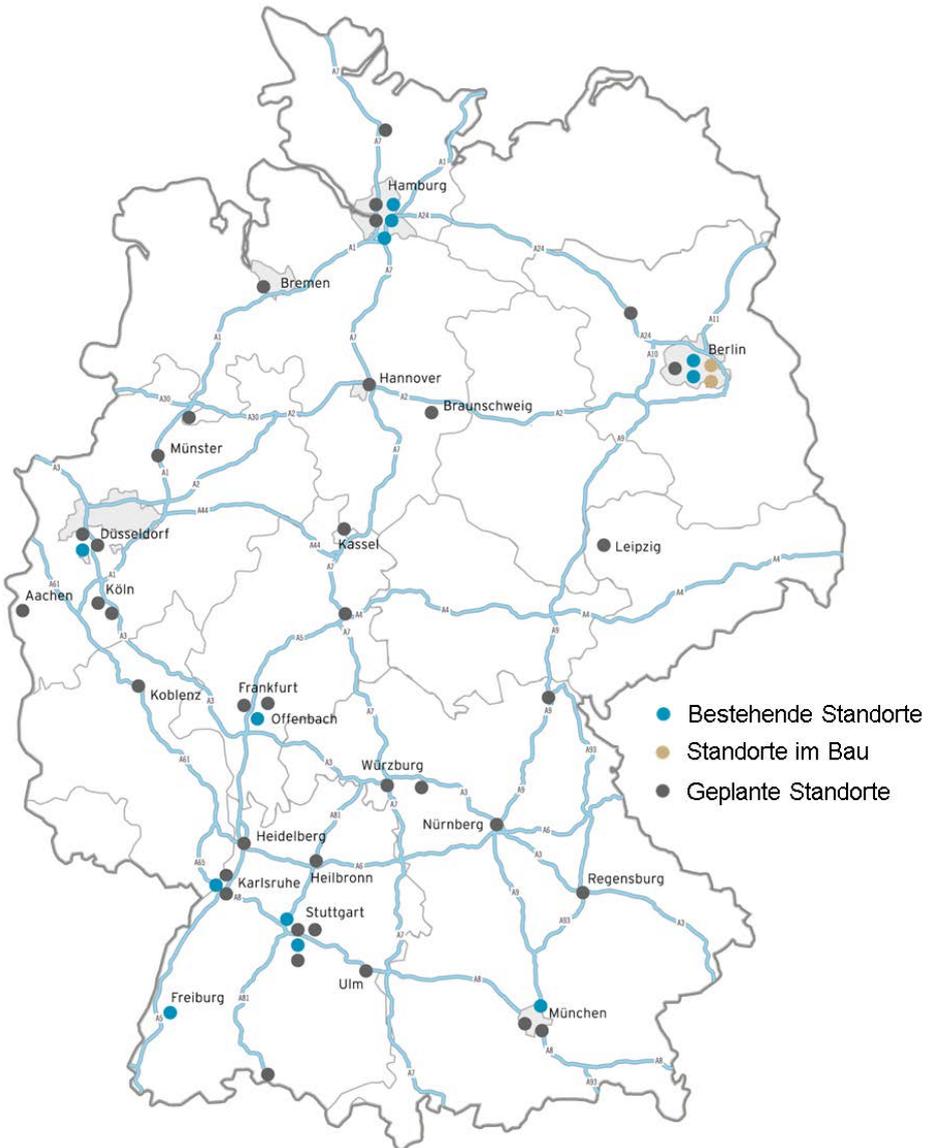


Abbildung 4.1: Standorte von 50 Wasserstofftankstellen in Deutschland im Rahmen des Clean Energy Partnership bis Ende 2015, in Anlehnung an [176]

Eine weitere Initiative ist die sogenannte H₂-Mobility, welche als Weiterführung der CEP-Aktivitäten verstanden werden kann und sich daher aus einer Teilmenge der Industriepartner der CEP zusammensetzt, vgl. Tabelle 4.2 schwarz [130, S. 18]. In diesem Rahmen wollen Linde und Daimler 20 neue Tankstellen bis 2015 in Deutschland errichten. Auch die H₂-Mobility wird wie die CEP von der NOW als Schnittstelle zur deutschen Bundesregierung begleitet [173, S. 65; 177]. Weitere Erläuterungen zu themenspezifischen europäischen Initiativen sind Fraunhofer ISE (2013) zu entnehmen [130].

Tabelle 4.2: Industriepartner der Clean Energy Partnership (rot) sowie der Clean Energy Partnership und der H₂-Mobility Initiative (schwarz) [175; 177]

Air Liquide	BMW	Bohlen & Doyen
Daimler	EnBW	Ford
GM/Opel	Hamburger Hochbahn	Honda
Hyundai	Linde	OMV
Shell	Siemens	Stuttgarter Straßenbahnen
Total	Toyota	Vattenfall
Volkswagen	Westfalen	

Innerhalb Deutschlands sind die Bundesländer mit den meisten Forschungsausgaben im Bereich der Themen Wasserstoff und Brennstoffzellen in Baden-Württemberg, Bayern, Nordrhein-Westfalen, Hessen, Niedersachsen, Hamburg und Sachsen. In Hessen sind auch mit insgesamt sieben Research & Development Clustern die meisten [178].

Neben den genannten Partnerschaften und Programmen sind bereits mehrere Demonstrationsprojekte zum Thema Power-to-Gas in Deutschland umgesetzt. Bünger et al. (2014) geben eine detaillierte Beschreibung über nahezu alle Demonstrationsprojekte [179, S. 109-131]. Anhang J fasst die beteiligten Firmen und Institute solcher Projekte zusammen.

Diese Firmen befinden sich größtenteils entlang der Wertschöpfungskette des Power-to-Gas Konzeptes. Beispielsweise Erzeugung: Strom (RWE, EON, EnBW) und Wasserstoff (Hydrogenics, ITM Power) oder Absatz: Tankstellen (Total).

Neben diesen an Projekten beteiligten Share- und Stakeholdern identifiziert die in Kapitel 4.2 erwähnte Befragung weitere Share- und Stakeholder, in absteigender Rangfolge, mit Bezug zu einer Wasserstoffinfrastruktur [160, S. 10]:

- Automobilindustrie
- Brennstoffzellenindustrie
- Chemische Industrie
- Energieindustrie
- EU H2 Platform
- Europäische Kommission / EU
- Forschung
- Industrie
- Öffentlichkeit
- Ölindustrie / Kraftstoffanbieter
- Regierungen / Politik / öffentliche Hand
- Technologieunternehmen
- Wasserstoffproduzenten

Rühle (2005) charakterisiert weitere Unternehmen, die in direktem Kontakt zu Wasserstoff-Technologie stehen [180]. Somit ist eine Vielzahl von Share- und Stakeholdern bereits aktiv an der Umsetzung einer Wasserstoffinfrastruktur beteiligt.

4.4 Share- und Stakeholder entlang der Wertschöpfungskette

Die Analyse der Share- und Stakeholder mit Wissensvorsprung aus Kapitel 4.3 deckt sich in großen Teilen mit den Share- und Stakeholdern entlang der Wertschöpfungskette, vgl. Abbildung 4.2. Daher werden ausgewählte Share- und Stakeholder in diesem Kapitel genauer beschrieben und anhand ausgewählter Indikatoren analysiert. Diese Indikatoren sind die Eigenkapitalzinssätze, die Umsatzerlöse und die operativen Gewinne. Die Eigenkapitalzinssätze werden dabei als Inputwerte für die Monte-Carlo-Simulation in Kapitel 7 verwendet. Die Umsatzerlöse und die operativen Gewinne dienen zur Analyse der Finanzierungskraft für eine Wasserstoffinfrastruktur.

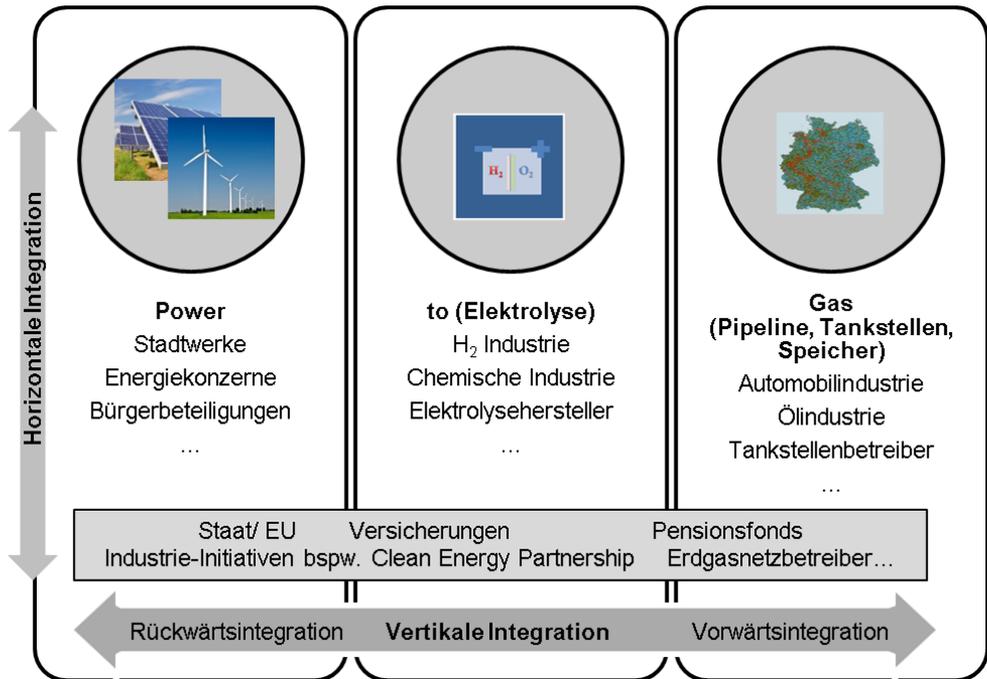


Abbildung 4.2: Potentielle Share- und Stakeholder entlang der Power-to-Gas Wertschöpfungskette

4.4.1 Eigenkapitalzinsen ausgewählter Share- und Stakeholder

Die Eigenkapitalkosten geben an, welche Rendite Eigenkapitalgeber für eine Investition in ein Unternehmen verlangen [181, S. 115]. Neben den Eigenkapitalkosten, welche über das Capital Asset Pricing Model (CAPM) bestimmt werden, sind die Fremdkapitalkosten notwendig, um den gewichteten durchschnittlichen Kapitalkostensatz (englisch: Weighted Average Cost of Capital, WACC) zu bestimmen, vgl. Abbildung 4.3. Mit diesem ist es möglich, neben der Unternehmensbewertung auch einzelne Projekte auf ihre Wirtschaftlichkeit innerhalb des Unternehmens hin zu überprüfen [182, S. 34 ff.]. Die Weighted Average Cost of Capital dienen dabei als Indikator der Mindestverzinsung von umzusetzenden Projekten [183, S. 104].

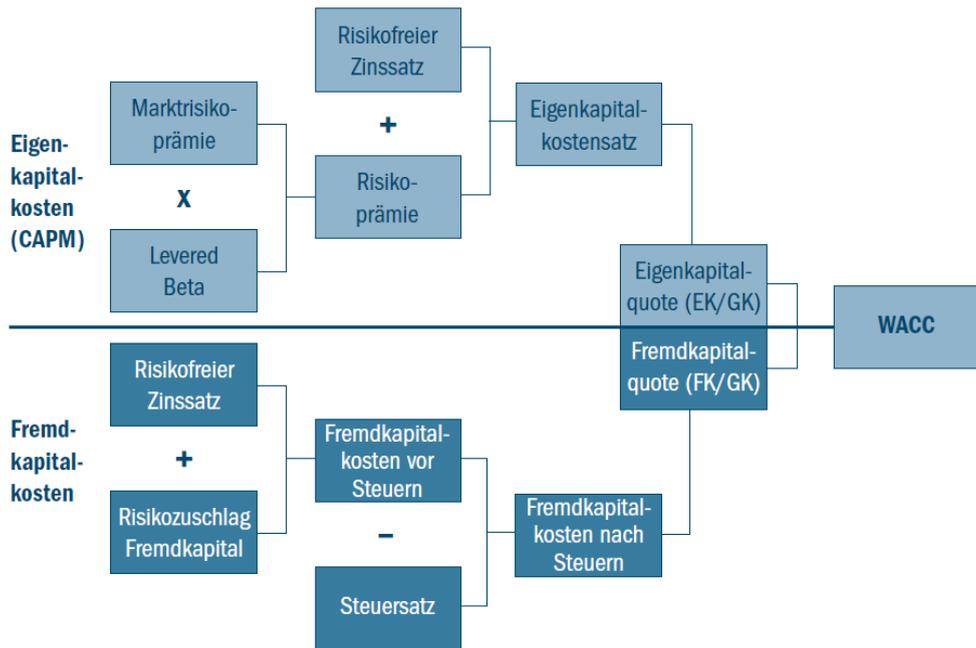


Abbildung 4.3: Berechnung des durchschnittlichen Kapitalkostensatzes (englisch: Weighted Average Cost of Capital, WACC) [184, S. 17]

Braun (2014) berechnet die Eigenkapitalkosten ausgewählter Share- und Stakeholder einer Wasserstoffinfrastruktur [185]. Dazu werden aus einer sogenannten Long List aus 68 Unternehmen 31 Unternehmen, aufgrund der Liquidität, Datenverfügbarkeit und Region ausgewählt, in Bereiche eingeteilt, vgl. Abbildung K.1 in Anhang 0, und deren Eigenkapitalkosten mittels dem Capital Asset Pricing Model berechnet.

Der über alle Unternehmen gemittelte Zinssatz der Eigenkapitalkosten vor Steuern⁴¹ beträgt 8,22 %. Diese unterscheiden sich erheblich innerhalb der sechs definierten Bereiche und untereinander, vgl. Abbildung 4.4. Grundsätzlich besitzen Chemie-, Automobilunternehmen und Energieversorger Eigenkapitalzinssätze unterhalb von 10 %. Mineral- und Erdgasunternehmen besitzen mit bis zu 11,27 % die höchsten Eigenkapitalzinssätze. Die Eigenkapitalkosten beispielsweise einer Wasserstoffpipeline können, alternativ zur Analyse potentieller Share- und Stakeholder, auch über Vergleichstechnologien angenähert und berechnet werden. Hier könnten beispielsweise mit einem Risikozuschlag für den Aufbau der Wasserstoffpipeline die Eigenkapitalzinssätze von Erdgaspipelines genutzt werden. Zur Einordnung: In § 7(6) der Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Gasversorgungsnetzen ist bis zur erstmaligen Festlegung ein Eigenkapitalzinssatz bei Neuanlagen von 9,21 % vor Steuern und bei Altanlagen von 7,8 % angegeben. Eine ausführliche Herleitung und Analyse kalkulatorischer Eigenkapitalzinssätze für Erdgasnetze in Deutschland sind Hern et al. (2011) zu entnehmen [186].

⁴¹ Steuererhöhungsfaktor von 1,4 [184].

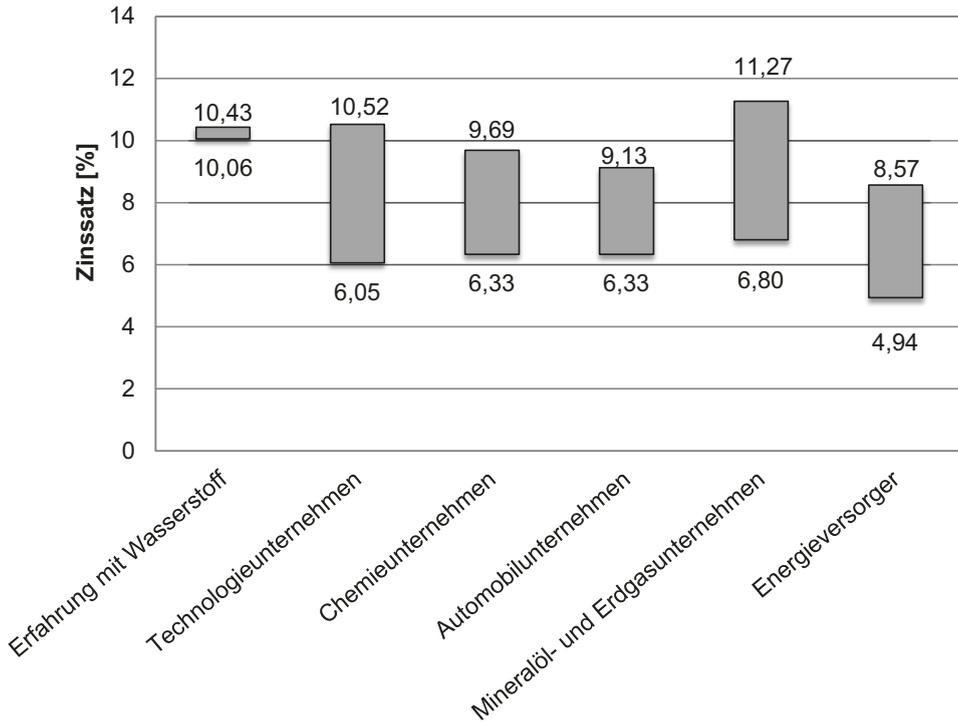


Abbildung 4.4: Eigenkapitalzinssätze ausgewählter Share- und Stakeholder [185, S. 53]

Je nach Fremdkapitalquote und Fremdkapitalkosten unter Einbeziehung des Capital Asset Pricing Modells (CAPM) verändert sich entsprechend die Weighted Average Cost of Capital (WACC). Beispielsweise hat E.ON Fremdkapitalkosten vor Steuern im Jahr 2013 von 3,9 % (2012: 4,5 %) [187, S. 49] und eine Eigenkapitalquote von 28 % [187, S. 212]. Dies führt unter Einbeziehung des CAPM von 6,1 % zu einem WACC von 4,5 %. Zum Vergleich: Deloitte (2011) geben für E.ON einen WACC (einschließlich des Wachstumsabschlags für die Jahre ab 2015) in einer Bandbreite zwischen 4,4 % bis 5,4 % an [188, S. 10].

Unter den aktuellen europäischen Entwicklungen, beispielsweise der Absenkung des europäischen Zinssatzes im März 2015 auf 0,05 % [189] oder der Entwicklung der Zinsen für deutsche Staatsanleihen (vgl. Abbildung 4.5), kann von Fremdkapitalzinssätzen unterhalb der berechneten Eigenkapitalzinssätze aus Abbildung 4.4 ausgegangen werden. Somit stellen diese Zinssätze aktuell den worst-case dar und die WACC können je nach Finanzierungsstruktur deutlich unterhalb der Eigenkapitalzinssätze liegen, vgl. Kapitel 7.2.1.

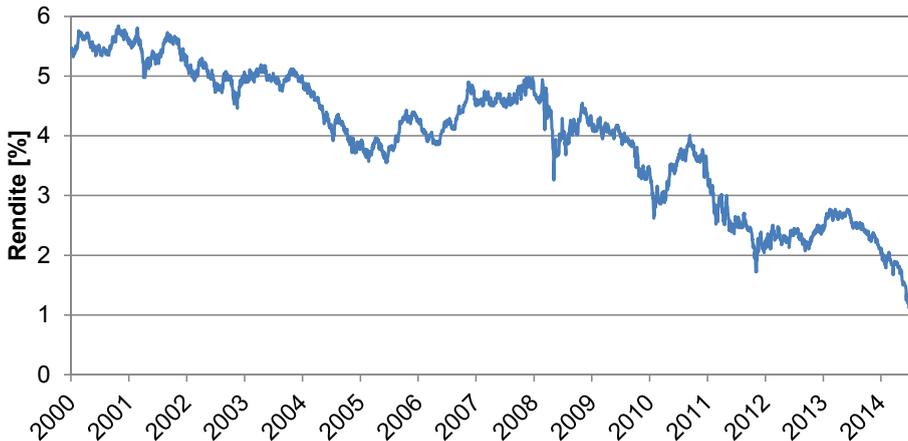


Abbildung 4.5: Aus der Zinsstruktur abgeleitete Renditen für deutsche Bundeswertpapiere mit jährlichen Kuponzahlungen, Restlaufzeit 30 Jahre, BBK01.WT3429, Daten aus [168]

Wie die Wirtschaftlichkeitsberechnung vom angenommenen WACC abhängt verdeutlicht folgendes Beispiel: Ändert sich der genutzte WACC aus Kapitel 2.6 der Wasserstoffpipeline von 8 % auf beispielsweise 6,62 %, ist in der Berechnung über die Lebensdauer (Transmission: 40 Jahre und Distribution: 20 Jahre) 6,4 Mrd. € weniger Kapitaldienst anzusetzen.

Neben dem geforderten Weighted Average Cost of Capital unterscheiden sich auch die finanziellen Möglichkeiten für den Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur je nach Share- und Stakeholder entlang der Power-to-Gas Wertschöpfungskette. Diese werden im folgenden Kapitel 4.4.2 analysiert.

4.4.2 Umsatzerlöse und Operatives Ergebnis

Grundsätzliche Kennzahlen zur Beschreibung eines Unternehmens sind der Umsatz (Preis mal Menge), die Kosten (fixe und variable) und der daraus abgeleitete Gewinn (Umsatz minus Kosten) [190, S. 177]. Daher werden im weiteren Verlauf der Mittelwert der Umsatzerlöse und das operative Ergebnis über die Share- und Stakeholder nach Abbildung K.1 berechnet. Unter Umsatzerlösen sind per Definition „[...] Erlöse zu verstehen, die durch die eigentliche Betriebsleistung des Unternehmens entstehen“ [191, S. 10]. Das operative Ergebnis wird berechnet durch das Betriebsergebnis minus das Zinsergebnis [192, S. 96]. Es kann als ordentliches Betriebsergebnis der bilanzanalytischen Erfolgsspaltung⁴² verstanden werden, im Gegensatz zu „Earnings Before Interest and Taxes“ (EBIT) und „Earnings Before Interest, Taxes and Amortization“ (EBITA), welche nicht um unregelmäßige Teile, wie beispielsweise außerplanmäßige Abschreibungen, korrigiert werden [194, S. 204].

Abbildung 4.6 fasst die Mittelwerte der Umsatzerlöse und der operativen Ergebnisse von Share- und Stakeholder entlang der Power-to-Gas Wertschöpfungskette zusammen. Mine-

⁴² Zur Beschreibung der Erfolgsspaltung im Kontext der Bilanzanalyse siehe Lachnit (2013) [193, S. 179].

ral- und Erdgasunternehmen besitzen die größten Umsatzerlöse und operativen Ergebnisse. Dies zeigt sich beispielsweise an dem Unternehmen Shell, welches mit 288 Mrd. € Umsatz und 21 Mrd. € operativem Ergebnis das umsatzstärkste Unternehmen innerhalb der Analyse ist [195]. Zur Einordnung: Ein Wasserstoffpipelinennetz zur Versorgung von 75 % des Straßenverkehrs geht von Kosten in Höhe von ca. 23 Mrd. € aus [12, S. 196]. Die 31 untersuchten Unternehmen könnten rein rechnerisch mit einem einmaligen Anteil von 16 % des operativen Ergebnisses eine deutsche Wasserstoffpipeline finanzieren.

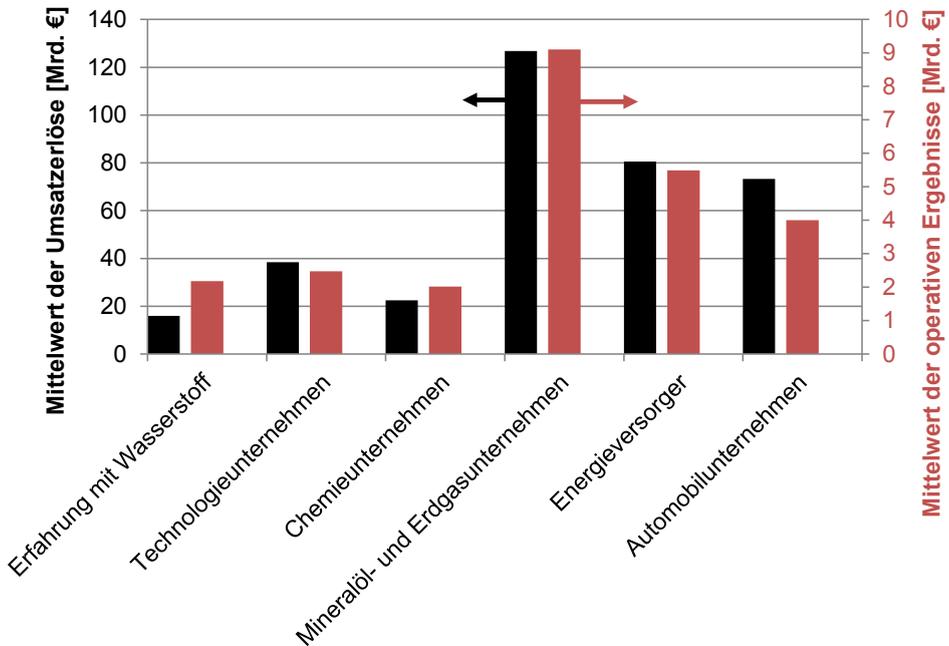


Abbildung 4.6: Mittelwert der Umsatzerlöse und des operativen Ergebnisses von Share- und Stakeholdern entlang der Power-to-Gas Wertschöpfungskette nach Abbildung 4.6 im Jahr 2013, Daten aus [195]

Neben Mineral- und Erdgasunternehmen sind insbesondere Energieversorger und Automobilunternehmen zum Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur finanziell in der Lage. Dabei geraten Energieversorger aufgrund der neuen Marktgegebenheiten zunehmend unter Druck, vgl. Kapitel 2.5.1, und daher scheint von diesen eine große Investitionsinitiative in die Wasserstoffinfrastruktur eher fraglich. Für weitere umfangreiche Analysen der „Big-4“ E.ON, RWE, EnBW und Vattenfall siehe insbesondere Bontrup und Marquardt (2010) [19]. Es ist auch fraglich inwieweit Automobilhersteller, die bereits in die Brennstoffzellen-Technologie investiert haben, auch in großem Umfang in die Wasserstoffpipeline investieren wollen. Beispielsweise hat Daimler in den vergangenen 20 Jahren rund eine Milliarde Euro in die Brennstoffzellen-Technologie investiert und auch aus Kostendruck ab Anfang 2013 eine Kooperation mit Ford und Nissan gestartet [196].

4.5 Diskussion der Share- und Stakeholder-Analysen

Dieses Kapitel fasst die Ergebnisse aus Kapitel 4 zusammen und diskutiert diese. Wesentliche Resultate, die entsprechend bei einem Strom- und Gasmarktdesign sowie im weiteren Verlauf der Arbeit berücksichtigt werden, sind folgende:

- Potentielle Share- und Stakeholder verfügen über ausreichend Kapital. Es gibt somit keinen Kapitalengpass zur Finanzierung von Infrastrukturen wie beispielsweise der Wasserstoffinfrastruktur.
 - Potentielle Share- und Stakeholder zum Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur sind gemäß dieser Analyse beispielsweise: der deutsche Staat, Versicherungen, Staatsfonds oder Pensionsfonds.
- Share- und Stakeholder von aktuellen Power-to-Gas Projekten befinden sich innerhalb der Wertschöpfungskette eben dieses Pfades.
 - Eine vertikale oder horizontale Integration der Unternehmen entlang der Wertschöpfungskette wäre eine Möglichkeit, den Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur zu forcieren.
- Es wurden die Umsatzerlöse und operativen Ergebnisse je nach Branche von Unternehmen entlang der Power-to-Gas Wertschöpfungskette analysiert. Daraus ergibt sich folgende absteigende Reihenfolge:
 - Mineralöl- und Erdgasunternehmen, Energieversorger, Automobilunternehmen, Technologieunternehmen, Unternehmen mit Erfahrung mit Wasserstoff und Chemieunternehmen.
- Weiterhin wurden die geforderten Eigenkapitalzinssätze je nach Branche von Unternehmen entlang der Power-to-Gas Wertschöpfungskette bestimmt. Daraus ergibt sich folgende absteigende Reihenfolge:
 - Mineralöl- und Erdgasunternehmen, Technologieunternehmen, Unternehmen mit Erfahrung mit Wasserstoff, Chemieunternehmen, Automobilunternehmen, Energieversorger.
 - Die Ergebnisse dieser Analyse werden als Inputwerte der Verteilungen für die Monte-Carlo-Simulation in Kapitel 7 verwendet.

Diese Ergebnisse sind auf folgende Analysen zurückzuführen:

In Kapitel 4 wurden die potentiellen Share- und Stakeholder und somit die Anbieter und Nachfrager eines Strom- und Gasmarktdesigns zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff identifiziert, beschrieben und analysiert.

Dazu wurde in **Kapitel 4.1** zuerst der Begriff der Share- und Stakeholder in dieser Arbeit definiert und die Betrachtungsgrenze erläutert. Da es keine einheitliche Definition der Begriffe gibt, wurde bei jeder Analyse in dieser Arbeit entsprechend angegeben, ob es sich beispielsweise um ein Unternehmen oder die Anteilseigner handelt. Die Betrachtungsgrenze

der Shareholderanalyse wurde auf das jeweilige Unternehmen gesetzt. Beispielsweise wurden die Shareholder von Air Liquide nicht untersucht, während Air Liquide als potentieller Shareholder einer Wasserstoffinfrastruktur untersucht wurde.

In **Kapitel 4.2** wurden die Investitionssummen für eine Wasserstoffinfrastruktur eingeordnet. Die Wasserstoffpipeline ist als „Bottleneck“ einer zukünftigen Wasserstoffinfrastruktur zu verstehen, mit Kosten von beispielsweise 23 Mrd. € nach Krieg (2012) [12] zu verstehen. Diese Kosten für die Wasserstoffpipeline liegen unterhalb der Kosten der deutschen Erdgaspipeline. Beispielsweise fallen bis zum Jahr 2025 Netzausbaumaßnahmen im Erdgasfernleitungsnetz nach dem Netzentwicklungsplan Gas (2015) in Höhe von 3,5 Mrd. € an, dies entspricht 350 Millionen € pro Jahr [161, S. 138]. Die 633 Verteilnetzbetreiber in Deutschland haben im Jahr 2013 ca. 2 Mrd. € für Neuinstallationen, Ausbau, Erweiterungen, Erhalt und Erneuerungen in das Erdgasverteilnetz investiert [81, S. 224]. Das deutsche Erdgasnetz hat im Jahr 2013 eine Gesamtlänge von 508.128 km, davon 470.433 km im Verteilnetz und 37.695 km im Fernleitungsnetz [43, S. 187]. Bei 1.010 €/m (DN400 und DP70) Plankosten für Standard-Erdgastransportleitungen [161, S. 50] wurden alleine im Fernleitungsnetz insgesamt mindestens ca. 38 Mrd. €, was ca. 0,5 Mrd. €/a⁴³ entspricht, investiert. Daher kann zusammenfassend festgehalten werden, dass eine Wasserstoffinfrastruktur im Vergleich zu der jetzigen Erdgasinfrastruktur sogar günstiger ist. Dies liegt hauptsächlich daran, dass das jetzige Erdgasnetz bis zu nahezu jedem Haushalt geführt wird.

Aufgrund der hohen Investitionssummen, langer Lebensdauer und nahezu garantierten Renditen sind mögliche Kapitalgeber für eine Wasserstoffinfrastruktur: der deutsche Staat, Versicherungen, Staatsfonds oder Pensionsfonds. Deren Vermögen wurden detailliert analysiert mit dem Ergebnis, dass von einem „Kapitalengpass“ zur Finanzierung von Infrastrukturen nicht gesprochen werden kann. Vielmehr übersteigt das verfügbare Vermögen die Kosten bei weitem.

Nachdem in Kapitel 4.2 somit gezeigt wurde, dass eine Wasserstoffinfrastruktur bezahlbar ist, wurden in **Kapitel 4.3** Share- und Stakeholder aufgezeigt, welche bereits Projekte im Themenbereich Wasserstoff und Power-to-Gas gestartet haben. Dazu wurde die europäische und deutsche Forschungslandschaft ausgehend von der „Hydrogen and Fuel Cells Technology Platform“ bis hin zu der „Clean Energy Partnership“ und der „H₂-Mobility-Initiative“ beschrieben. Die Projektanalyse zum Themenbereich in Deutschland hat dabei gezeigt, dass die Projektfirmen sich größtenteils entlang der Wertschöpfungskette des Power-to-Gas Konzeptes befinden, beispielsweise bei der Erzeugung mit den Unternehmen RWE, EON und EnBW, beim Wasserstoff mit den Unternehmen Hydrogenics oder ITM Power oder beim Absatz mit dem Unternehmen Total.

Daher wurden in **Kapitel 4.4** ausgewählte Share- und Stakeholder entlang der Wertschöpfungskette des Power-to-Gas Konzeptes anhand der Eigenkapitalzinsen, Umsatzerlöse und operativen Ergebnisse analysiert.

Der über alle Unternehmen gemittelte Zinssatz der Eigenkapitalkosten vor Steuern⁴⁴ beträgt 8,22 %. Diese unterscheiden sich erheblich innerhalb der Bereiche und darüber hinaus, vgl. Abbildung 4.4. Grundsätzlich besitzen Chemie-, Automobilunternehmen und Energieversor-

⁴³ Vereinfachende Aufteilung der Kosten auf 65 Jahre.

⁴⁴ Steuererhöhungsfaktor von 1,4.

ger Eigenkapitalzinssätze unterhalb von 10 %. Mineralöl- und Erdgasunternehmen besitzen mit bis zu 11,27 % die höchsten Eigenkapitalzinssätze. Unter den aktuellen europäischen Entwicklungen, beispielsweise der Absenkung des europäischen Zinssatzes im März 2015 auf 0,05 % [189] oder der Entwicklung der Zinsen für deutsche Staatsanleihen, vgl. Abbildung 4.5, kann von Fremdkapitalzinssätzen unterhalb der berechneten Eigenkapitalzinssätze aus Abbildung 4.4 ausgegangen werden. Somit stellen diese Zinssätze aktuell den worst-case dar und die WACC können je nach Finanzierungsstruktur deutlich unterhalb der Eigenkapitalzinssätze liegen, vgl. Kapitel 7.2.1.

Bei der Analyse der Umsatzerlöse und der operativen Ergebnisse zeigte sich, dass Mineralöl- und Erdgasunternehmen die größten Umsatzerlöse und operativen Ergebnisse besitzen. Dies zeigte sich beispielsweise an Shell, welches mit 288 Mrd. € Umsatz und 21 Mrd. € operativem Ergebnis das umsatzstärkste Unternehmen innerhalb der Analyse ist [195]. Alleine die 31 untersuchten Unternehmen könnten mit einem einmaligen Anteil von 16 % des operativen Ergebnisses eine deutsche Wasserstoffpipeline finanzieren.

In **Kapitel 5** wird die Methodik der Modellierung des Strom- und Gassektors beschrieben.

5 Modellierung des Stromsektors und Gassektors

Dieses Kapitel beschreibt die Modellierung des Strom- und Gassektors auf Grundlage der Marktanalysen aus Kapitel 2 und 3 sowie der Share- und Stakeholder Analysen aus Kapitel 4. Dazu wird in **Kapitel 5.1** der aktuelle Stand und der Forschungsbedarf zum Thema der Modellierung eines Strom- und Gasmarktes bzw. Sektors herausgestellt. Die Gesamtmodellierung und Systemumgebung wird in **Kapitel 5.2** umrissen und deren Teilelemente – Strom- und Gassektor – in den **Kapiteln 5.3** und **5.4** detailliert beschrieben. In **Kapitel 5.5** werden die wesentlichen Ergebnisse zusammengefasst und diskutiert.

Mit dieser Markt-design-Modellierung wird anschließend beispielhaft ein Energiekonzept in Kapitel 6 aufgestellt und mit den Teilelementen Strom- und Gassektor berechnet und analysiert. Die Variationen der Parameter werden mittels einer Monte-Carlo-Simulation in Kapitel 7 berücksichtigt.

5.1 Aktueller Stand und Forschungsbedarf

In diesem Kapitel wird der aktuelle Stand der Wissenschaft bezüglich der Modellierung eines Power-to-Gas-Pfades analysiert. Dabei werden nur solche Modelle berücksichtigt, die ansatzweise über eine Kombination von Strom- und Gassektor – mit Gas im Sinne von Wasserstoff – verfügen.

Modellierungen in diesem Bereich finden sich beispielsweise bei Ball (2006), Seydel (2008), der GermanHy-Studie (2009), der Planungsgruppe Energie und Technik GbR et al. (2014), Hentschel (2014) und Jentsch (2014) [108; 131; 133; 197; 198].

An der Universität Karlsruhe wurde von Ball (2006) das Modell MOREHyS⁴⁵ entwickelt, welches auf das „Open-Source-Modell“ Balmorel aufsetzt. Dieses ist ein technologiebasiertes (Bottom-up) Energie und Stoffflussmodell. Der Kraftwerkspark wird mittels Modellkraftwerken angenähert, wobei die unterste Ebene die Gebietsebene ist [197, S. 113 ff.]. Der Aufbau eines Pipelinenetzes kann bei Ball (2006), im Gegensatz zu Krieg (2012) [12], nicht modelliert werden, vielmehr können Tendenzen hinsichtlich Produktionsgebieten, Anlagenstruktur und dem Einsatz von Transportmedien im Zeitverlauf dargestellt werden [197, S. 145]. Nach Ball (2006) ist auch bei geringen Mengen und kurzen Distanzen bis 20 km die Verteilung per Pipeline der mit Trailern vorzuziehen [197, S. 197 ff.]. Krieg (2012) geht davon aus, dass erst ab Durchsatzraten von 20 t/d und Entfernungen von 100 km eine Pipeline einem Lkw Transport vorzuziehen ist [12, S. 143]. Ferner ist das Power-to-Gas Konzept der Wasserstoffnutzung im Verkehrssektor bis zum Jahr 2030 aus ökonomischen und Klimaschutzpolitischen Gesichtspunkten nach Ball (2006) nicht sinnvoll [197, S. 197 ff.].

Seydel (2008) erweitert das von Ball (2006) entwickelte Modell MOREHyS unter dem Namen H2GIS-MOREHyS-E. Die geografische Auflösung ist begrenzt, was sich beispielsweise bei der Windmodellierung zeigt: Hier wird für ein Szenario (Windüberschuss-Strom) die aus Wietschel et al. (2006) [199] ermittelte Energiemenge von 13 TWh auf die Standorte Leer, Wilhelmshaven, Bremerhaven und Brunsbüttel übertragen [131, S. 63 ff.]. Daraus ableitend entsteht die Schlussfolgerung, dass Wasserstoff aus erneuerbaren Energien im Nord- und Ostseeraum in größerer Quantität nur aus Windenergie erzeugt werden kann. Neben der

⁴⁵ Model for Optimisation of Regional Hydrogen Supply.

Onshore Windenergie werden die Biomasse und die Offshore Windenergie modelliert. Für den Zeitraum der Jahre 2030 bis 2050 bieten sich nach der Analyse der Szenarien vor allem zwei Wasserstofferzeugungsarten an: die Elektrolyse mittels Offshore Windenergie und die Kohlevergasung mit CO₂-Abscheidung und -speicherung [131, S. 175 ff.]. Dies scheint unter dem aktuellen CO₂-Rechtsrahmen eher unwahrscheinlich [200].

Die GermanHy-Studie (2009) baut wiederum auf den Arbeiten von Ball (2006) und Seydel (2008) auf, ohne diese fundamental zu erweitern. So werden weiterhin wie bei Seydel (2008) nur die Biomasse und die Windenergie als erneuerbare Energien berücksichtigt [108, S. 35].

Der Abschlussbericht: „Integration von Wind-Wasserstoff-Systemen in das Energiesystem“ von Stolzenburg et al. (2014) beschreibt die Ergebnisse aus einer Strommodellierung mittels PowerACE und einer nachgelagerten Power-to-Gas Analyse. Bei der Strommodellierung werden drei Zonen innerhalb Deutschlands gebildet. Hierdurch können zonenspezifische Analysen zu Stromüberschussmengen und Speicherbedarf erfolgen [133, S. 28]. Anschließend werden die Power-to-Gas Pfade mittels technischer und ökonomischer Daten sowie deren zukünftigen Forschungs- und Entwicklungsbedarfen beschrieben. Es wird nur der Wasserstofftransport per Trailer untersucht [133, S. 45]. Die Analyse gibt eine zu erwartende H₂-Kraftstoff Nachfrage in Deutschland im Jahr 2030 von ca. 274.000 t an. [133, S. 233].

Hentschel (2014) analysiert das Potential von per Power-to-Gas hergestelltem Wasserstoff im Verkehrssektor für das Jahr 2030 [125]. Es werden kein Pipelinennetz und kein räumlicher Bezug der erneuerbaren Energien betrachtet. Vielmehr wird aufgrund von statistischen Analysen die Wahrscheinlichkeit negativer Residuallasten bestimmt. Ferner waren „Entwicklungen am Strommarkt [...] kein Bestandteil dieser Arbeit“ [125, S. 9]. Diese Forschungslücke schließt diese Arbeit in Kapitel 2.

Jentsch (2014) berücksichtigt sowohl den Strommarkt als auch den Gasmarkt. Jedoch versteht Jentsch (2014) unter dem Power-to-Gas Konzept nur die Nutzung von Erdgas als Medium. Eine direkte Nutzung des Wasserstoffs beispielsweise im Verkehrssektor wird nicht berücksichtigt. Der Wasserstoff wird demnach direkt methanisiert oder dem Erdgasnetz hinzugefügt [198, S. 10]. Der Strommarkt wird über ein Fundamentalmodell von Oehsen (2012) [201] angenähert. Fundamentalmodelle versuchen möglichst genau die exogenen Gegebenheiten wie beispielsweise die technischen Parameter der Kraftwerke oder die Brennstoffpreise abzubilden [198, S. 15]. Es handelt sich dabei um ein Modell wie es beispielsweise von Wend (2014) [36] für diese Arbeit umgesetzt wurde, vgl. Kapitel 5.2. Deutschland wird dabei in 18 Regionen unterteilt [198, S. 19]. Die Bezeichnung der Regionen, beispielsweise der Name Region 84 [198, S. 53], könnte zu der falschen Schlussfolgerung führen, dass 84 Regionen in dem Modell berücksichtigt werden.

Die drei von Jentsch (2014) untersuchten Szenarien „40 % EE“, „63 % EE“ und „85 % EE“ unterscheiden sich hinsichtlich der installierten Leistungen und somit der Stromerzeugung der erneuerbaren Energien. Das maximal Szenario „85 % EE“, vgl. Abbildung 5.1, hat, im Gegensatz zum Energiekonzept in dieser Arbeit, vgl. Kapitel 6, einen hohen Anteil an der Stromerzeugung aus der Photovoltaik (PV). Ausgehend von Kosten-Nutzen-Kurven wird in dem „85 %“ EE Szenario eine potentielle Elektrolyseleistung zwischen 6 und 16 GW angegeben [198, S. 73].

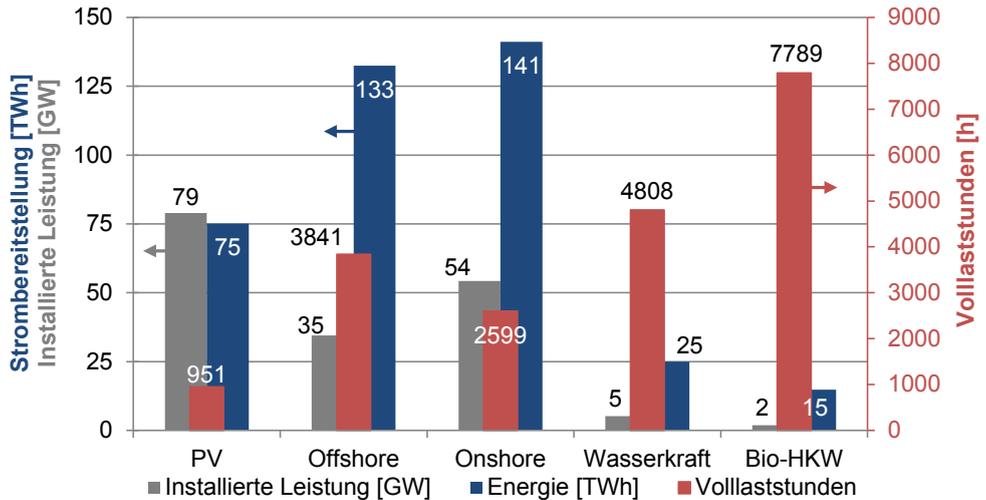


Abbildung 5.1: Verwendete installierte Leistungen und Volllaststunden im 85 % erneuerbare Energien-Szenario von Jentsch (2014), Daten von [198, S. 35]

Zusammenfassend ergeben sich ausgehend von der Analyse des Standes der Wissenschaft vielfältige Herausforderungen, die ein neues Strom- und Gasmarktmodell dementsprechend bewältigen sollte. Diese werden in zwei Teile untergliedert und beschrieben: den Stromsektor und den Wasserstoffsektor.

Der Abschlussbericht: „Integration von Wind-Wasserstoff-Systemen in das Energiesystem (2014)“ zeigt die grundsätzliche Notwendigkeit, das Konzept der Kupferplatte um zonale-Ansätze zu erweitern [133]. Der Stromsektor besitzt in den bisherigen Analysen jedoch eine maximale regionale Tiefe, bei Jentsch (2014) [198, S. 53], von 18 Regionen. Daher sollte das zu entwickelnde Modell sowohl räumlich hoch aufgelöst sein, als auch über ein zonales Strommarkt-Modell verfügen.

Der Wasserstoffsektor wird neben der Nutzung des Wasserstoffs im Bereich Verkehr auch beispielsweise über die Option der Rückverstromung betrachtet. Dabei zeigen Stolten et al. (2013) [202], dass ein solcher Weg, im Vergleich zur Nutzung des Wasserstoffs im Verkehrssektor, unwirtschaftlicher ist. Daher wird bei der Modellierung nur der Pfad der Nutzung des Wasserstoffs im Verkehrssektor betrachtet. Die Analysen des Transportes des Wasserstoffs von den Quellen zu den Senken, also den Tankstellen, hat gezeigt, dass bereits bei geringen Mengen und kurzen Distanzen bis 20 km die Verteilung per Pipeline der mit Trailern vorzuziehen ist. Demnach wird in der Modellierung der Fokus auf den Wasserstofftransport via Pipeline gelegt.

Diese angesprochenen Herausforderungen wird das Modell, welches in den Kapiteln 5.2 bis 5.4 beschrieben wird, bewältigen.

5.2 Modell- und Systembeschreibung

Das Ziel des hier zu entwickelnden Modells ist es, die Wirtschaftlichkeit und Grenzen eines Energiekonzeptes aufzuzeigen, welches durch einen hohen Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien – also der Windenergie und der Photovoltaik – und der Nutzung des Wasserstoffs im Verkehrssektor gekennzeichnet ist, vgl. Kapitel 1.2. Das Modell zur Zielerreichung besteht dabei, in Anlehnung an den Aufbau dieser Arbeit, aus mehreren Verfahren bzw. Teilelementen, vgl. Abbildung 5.2.

Der allgemeine Aufbau dieser Arbeit, vgl. Abbildung 1.2 bzw. Abbildung 5.2, lässt sich in folgende drei Hauptthemen einordnen:

- Umfeldanalyse – Strom- und Gasmarkt sowie Share- und Stakeholder Analysen –,
- Marktdesign – Modellierung des Strom- und Gassektors – und
- Umsetzungsanalyse – Energiekonzept und Monte-Carlo-Simulation –.

Diese Hauptthemen werden in diesem Kapitel konkretisiert und deren Interdependenzen beschrieben. Dabei gehen die Ergebnisse der Umfeldanalyse, vgl. die Diskussionen in den Kapiteln 2.7, 3.3 und 4.5, direkt beispielsweise in Form eines Modells für zonale Preise in die Modellumgebung ein.

Der Stromsektor, vgl. Abbildung 5.2 oben links, wird über ein Modell, welches eine stündliche Auflösung in 11.268 Gemeinden aufweist, abstrahiert. Dessen Methodik wird in Kapitel 5.3 beschrieben. Dazu wird auf Gemeindeebene die stündliche Residuallast berechnet. Diese setzt sich aus der Regelzonenlast abzüglich der Windenergie (onshore und offshore), der Photovoltaik (PV), der Wasserkraft, der Biomasse und den Strom Im- und Exporten zusammen. Diese stündliche Residuallast ist sowohl der Inputwert für den klassischen Strommarkt, als auch für den des zonalen Strompreismodells. Bei dem klassischen Strommarktmodell wird die Residuallast über ganz Deutschland summiert, es wird somit von einer Kupferplatte ausgegangen. Für das zonale Strompreismodell wird die Residuallast auf Gemeindeebene berechnet und anschließend auf 402 Landkreise aggregiert, vgl. Abbildung 5.2 A. Weiterhin werden das elektrische 220 und 380 kV Netz und neben den Grenzkosten auch die Transportkosten bzw. die Transportverluste berücksichtigt.

Die zonalen Preise werden beispielhaft für ein gewähltes Energiekonzept, vgl. Kapitel 6, berechnet und analysiert und dienen als Inputparameter für eine Monte-Carlo-Simulation, vgl. Kapitel 7. Die Monte-Carlo-Simulation berechnet beispielhaft die Wahrscheinlichkeitsdichte der Wasserstoffkosten am Elektrolyseur.

Über die Residuallastanalyse können in dem Modell die Standorte zukünftiger Elektrolyseure bestimmt werden, vgl. Abbildung 5.2 B. Bei diesen Standorten werden die Stromgestehungskosten (engl.: Levelized Cost of Electricity, LCOE) der onshore Windenergieanlagen (WEA) mittels eines Kostenmodells berechnet, vgl. Kapitel 6.3.1. Dabei werden alle Parameter für alle Modelle, soweit nicht anders erwähnt, auf den sogenannten „worst case“ ausgelegt. Dieser bildet beispielsweise für die Stromgestehungskosten der erneuerbaren Energien den ungünstigsten Fall ab. Somit führt eine Änderung in der Parametrisierung der Modelle zu einer Verbesserung der Daten des hier untersuchten Power-to-Gas Pfades. Die LCOE der Windenergieanlagen onshore bei den Standorten der Elektrolyseure fließen sowohl in die Monte-Carlo-Simulation als auch in die Berechnung der Vor-Steuer-Wasserstoffgestehungskosten, vgl. Abbildung 5.2 C bzw. Kapitel 6.6, ein.

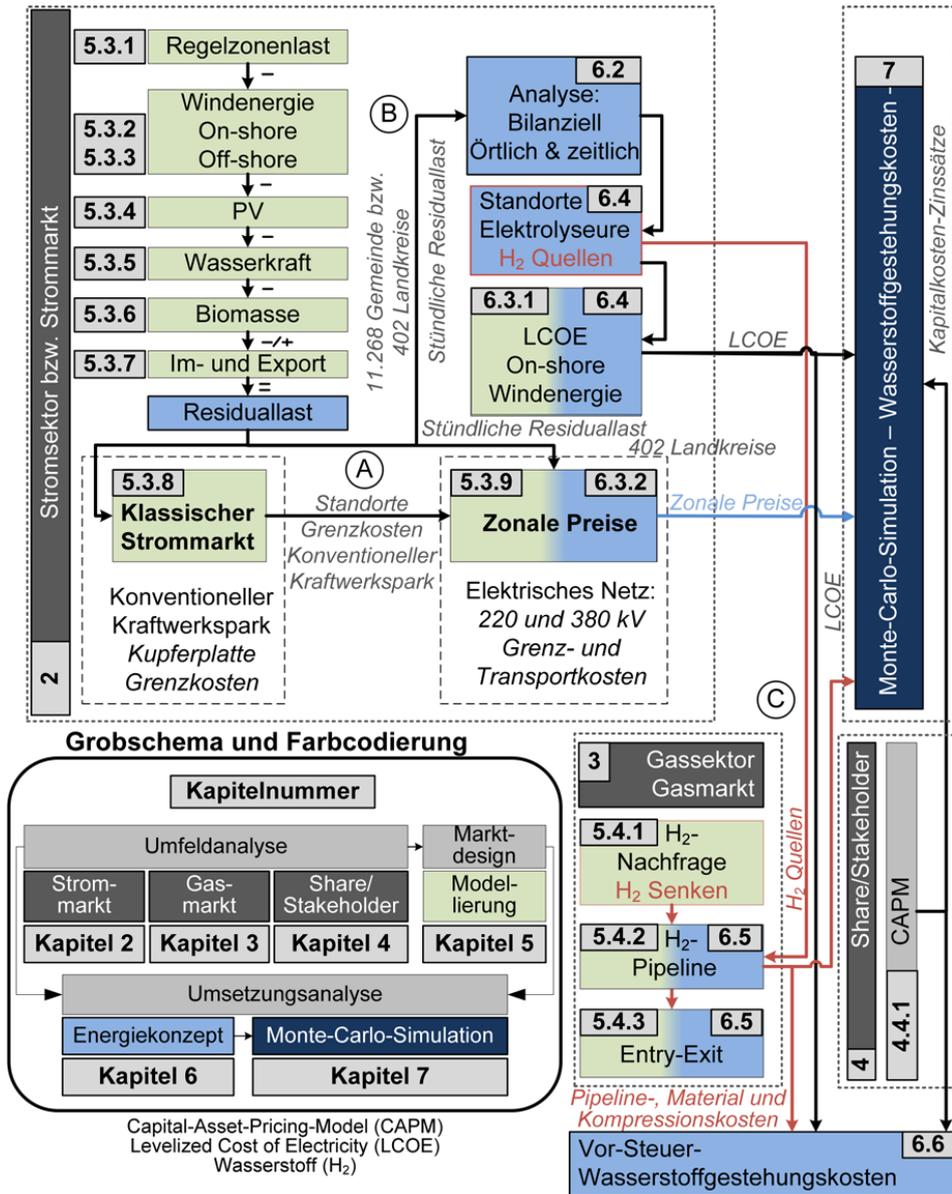


Abbildung 5.2: Modellumsetzung des Strom- und Gassektors zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff. Beschreibung der Kreise A bis C sind dem Kapitel 5.2 zu entnehmen.

Der Gassektor, vgl. Abbildung 5.2 unten mittig bzw. Kapitel 5.4, wird über ein Modell zur Wasserstoffnachfrage des Verkehrssektors in 402 Landkreisen in Deutschland abstrahiert. Diese gehen als Senken in die Berechnung der Wasserstoffpipeline ein. Die Quellen sind entsprechend die der Standorte der Elektrolyseure, vgl. Abbildung 5.2 C. Mittels der modellierten Wasserstoffpipeline werden sowohl die Entry-Exit-Entgelte als auch die Vor-Steuer-Wasserstoffkosten berechnet.

Die Kapitalkosten-Zinssätze der Share- und Stakeholder-Analysen, vgl. Kapitel 4.4.1, fließen als Inputwerte in die Berechnung der Vor-Steuer-Wasserstoffkosten und in die Monte-Carlo-Simulation ein.

Auch wenn in dieser Arbeit das Modell für das Energiekonzept, vgl. Kapitel 6, umgesetzt wurde, erlaubt der Modellaufbau, beliebige Szenarien zu berechnen und dann dementsprechend zu analysieren.

Ein Überblick der verwendeten Software ist in Abbildung 5.3 zu sehen. Die modellierten Daten werden mittels Microsoft SQL Server in einer Datenbank mit einer aktuellen Größe von ca. 4 TB gespeichert. Dies ermöglicht zum einen den Zugriff mehrerer Benutzer auf die Daten und zum anderen die Anwendung großer Tabellen. Das Modell speichert beispielsweise 1 h Intervalle von 11.268 Gemeinden, was in Summe für nur ein Jahr 98.707.680 Zeilen entspricht. Bei zwei Spalten mit ID und Residuallast als Integerwert zu 4 Byte und Doublewert zu 8 Byte entspricht dies einem Speicherbedarf von ca. 1,2 GB.

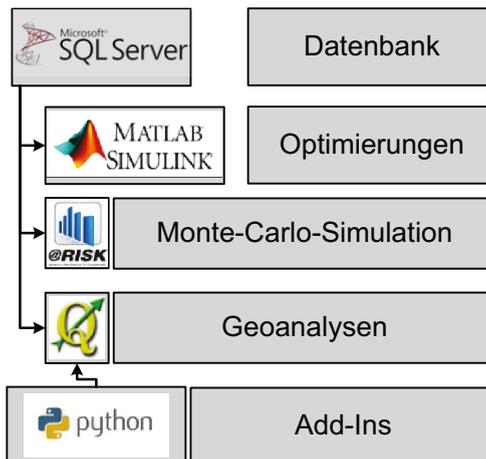


Abbildung 5.3: Innerhalb der Modellierung verwendete Software

Die Berechnungen werden mit der Software Matlab Simulink von MathWorks ausgeführt. Hier können verschiedene Optimierungsalgorithmen genutzt werden. Der Input der Daten erfolgt über eine Erweiterung für Datenbanken, die sogenannte „Database Toolbox“ [203].

Die in Kapitel 7 beschriebene und verwendete Monte-Carlo-Simulation kann prinzipiell per Matlab oder MS Excel modelliert werden [204]. Ein deutlich größeres Spektrum an Optionen bietet hier jedoch die Software @Risk von Palisade, welche daher zur Anwendung von Monte-Carlo-Simulationen genutzt wird.

Zur Visualisierung und für georeferenzierte Berechnungen wird sowohl Matlab als auch Quantum GIS (QGIS), ein freies Geoinformationssystem, genutzt. Per Definition ist ein Geoinformationssystem (GIS) ein „[...] rechnergestütztes System, das aus Hardware, Software, Daten und den Anwendungen besteht. Mit ihm können raumbezogene Daten digital erfasst, gespeichert, verwaltet, aktualisiert, analysiert und modelliert sowie alphanumerisch und graphisch präsentiert werden“ [205, S. 320]. QGIS erlaubt es ferner eigene Add-Ins mit der Programmiersprache Python zu erstellen.

Zusammenfassend ermöglicht das konzipierte Modell somit im:

- Stromsektor
 - die Residuallastmodellierung in 11.268 Gemeinden je gewähltem Szenario
 - Strompreisbestimmung mittels aktuellem Strommarktdesign – Kupferplatte –
 - Stromtransport mittels 220 und 380 kV Netz
 - Zonale Preise in 402 Landkreisen
 - Stromgestehungskosten der WEA onshore mit Längen und Breitengrad
 - Quantifizierung und Lokalisierung der Elektrolyseurstandorte
- Gassektor:
 - Wasserstoffnachfrage des Verkehrssektors in 402 Landkreisen
 - Wasserstoffpipelineberechnung mit Quellen und Senken
 - Berechnung von Entry- und Exit-Entgelten
 - Berechnung der Vor-Steuer-Wasserstoffkosten

5.3 Stromsektor

Dieses Kapitel beschreibt die in der Analyse verwendbaren Strommarktmodelle und deren Inputparameter: Die elektrische Last, vgl. Kapitel 5.3.1, die erneuerbaren Energien, vgl. Kapitel 5.3.2 bis 5.3.6, Import- und Exportszenarien mit Nachbarstaaten, vgl. Kapitel 5.3.7, den konventionellen Kraftwerkspark, vgl. Kapitel 5.3.8 sowie das elektrische Höchstspannungsnetz mit 380 und 220 kV, vgl. Kapitel 5.3.9.

5.3.1 Lastmodell

Dieses Kapitel beschreibt die Methodik zur Berechnung der ¼-stündlichen Last auf Gemeindeebene. Es handelt sich bei der Lastmodellierung um ein Top-Down-Modell, welches ausgehend von Lastdaten über ganz Deutschland bzw. einer Regelzone mittels verschiedener Indikatoren auf die Last auf Gemeindeebene Rückschlüsse wiedergibt. Die Inputparameter des Modells sind dabei:

- stündliche Last für Deutschland laut ENTSO-E⁴⁶ [206]
- jährliche Stromverbrauch für Deutschland ENTSO-E [206]
- stündliche Regelzonenlast laut: Amprion , 50 Hertz und Transnet BW [207-209]
- Einwohnerzahl auf Gemeindeebene [210]
- Bruttoinlandsprodukt (BIP) auf Landkreisebene [211]
- Bruttowertschöpfung einzelner Wirtschaftszweige auf Landkreisebene [211]
- jährliche Stromnachfrage in den Bundesländern [212-227]

Zur genauen Beschreibung der Methodik und Daten, insbesondere zur Abgrenzung der Regelzonenlast gegenüber der Residuallast siehe Robinius et al (2014) [228] bzw. ter Stein (2014) [57]. Die stündliche elektrische Last von ENTSO-E bezieht sich auf Gesamt-Deutschland. Demgegenüber ist die Regelzonenlast der ÜNB die Last aller Gemeinden in der entsprechenden Regelzone. Mittels der EEG-Anlagenstammdatenliste können die Gemeinden der entsprechenden Regelzone zugeordnet werden. TenneT veröffentlicht bis dato keine Regelzonenlast. Daher wird diese mittels Subtraktion der Lastdaten von ENTSO-E von den Lastdaten der drei übrigen ÜNB berechnet.

Die Einwohnerzahl auf Gemeindeebene wird auf Landkreisebene akkumuliert und dem entsprechenden BIP gegenübergestellt. Dadurch entsteht ein Indikator, welcher in dem entsprechenden Landkreis das BIP pro Einwohner angibt. Mittels dieses Indikators und der Einwohneranzahl pro Gemeinde wird das BIP pro Gemeinde berechnet. Ter Stein (2014) [57, S. 29 ff.] erläutert die Methodik am Beispiel von Jülich. Robinius et al. (2014) [228] zeigen, dass mittels des BIP auf die Last in der Regelzone geschlossen werden kann.

Zur Aufteilung der Regelzonenlast auf die Gemeinden wird ein sogenannter Lastfaktor berechnet. Dieser teilt das BIP auf Gemeindeebene durch das kumulierte BIP aller in der Regelzone befindlichen Gemeinden. Mit diesem Lastfaktor und dem BIP auf Gemeindeebene kann somit auf die Last in der Gemeinde zurück geschlossen werden.

⁴⁶ Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E: European Network of Transmission System Operators for Electricity)

Zur Validierung und Optimierung wird die Last auf Gemeindeebene auf die Last des Bundeslandes über ein Jahr kumuliert. Anschließend wird diese jährliche Last nach dem Lastmodell mit den Daten der statistischen Ämter verglichen und angepasst. Tabelle 5.1 fasst die Korrekturfaktoren je Bundesland und ÜNB zusammen. Zu sehen ist, dass es beispielsweise in den Stadtstaaten Berlin und Hamburg zu einer Überschätzung der Last des Ausgangsmodells kommt. Dies wird dadurch berücksichtigt, dass nur 66,83 % der eigentlichen Last in Berlin bzw. 72,08 % in Hamburg nach dem Ausgangsmodell verwendet werden. Das Modell berücksichtigt ferner anhand statistischer Daten zur zukünftigen Entwicklung der Urbanisierung und des demografischen Wandels die potentielle Verschiebung der elektrischen Last [57].

Tabelle 5.1: Korrekturfaktoren je Bundesland und ÜNB [57]

Bundesland	50Hertz [%]	Amprion [%]	TenneT [%]	TransnetBW [%]
Baden-Württemberg		101,86	107,11	99,76
Bayern		94,06	93,95	111,74
Berlin	66,83			
Brandenburg	125,95			
Bremen			97,61	
Hamburg	72,08			
Hessen		83,72	82,83	119,92
Mecklenburg-Vorpommern	95,70			
Niedersachsen	164,81	107,72	125,73	
Nordrhein-Westfalen		98,38	124,10	
Rheinland-Pfalz		115,73		242,71
Saarland		119,62		
Sachsen	105,54			
Sachsen-Anhalt	148,42		145,45	
Schleswig-Holstein			81,39	
Thüringen	133,59			

Aus der Analyse der bestehenden Daten wird im Gegensatz zu der in ter Stein (2014) [57] beschriebenen Methodik die stündliche Last von ENTSO-E, in Anlehnung an die Methodik der Agora Energiewende (2014) [229, S. 5], um ein Grundlastband erweitert. Diese Erhöhung berücksichtigt den niedrigeren Verbrauch der aufsummierten stündlichen Last von ENTSO-E im Vergleich zu den Daten beispielsweise der statistischen Ämter. Dies begründet sich dadurch, dass in den Daten von ENTSO-E keine Eigenstromerzeugung der Industrie, Bahnstrom oder Verluste im Umwandlungssektor inkludiert sind [229, S. 5]. Im Jahr 2013 beträgt beispielsweise der Nettostromverbrauch nach AG Energiebilanzen (2014) 527,9 TWh [230, S. 30] und nach dem Modell von ter Stein (2014), auf der Grundlage von stündlichen Lasten von ENTSO-E, 463,1 TWh. Daher wird beispielsweise für das Jahr 2013 ein Grundlastband von 7,4 GW berücksichtigt. Dieses wird anteilig über den Mittelwert der jährlichen Last auf Gemeindeebene verteilt. Dies führt dazu, dass die Maximallast am 05.12.2013 um 18 Uhr von 76 GW auf 83 GW steigt.

Abbildung 5.4 zeigt beispielsweise die größte und niedrigste Last im Jahr 2013. Auch zum Zeitpunkt der niedrigsten Last besitzen die Lastzentren wie beispielsweise das Ruhrgebiet Gemeinden mit Lasten größer 400 kW/km^2 . Zum Zeitpunkt der niedrigsten Last (vgl. Abbildung 5.4 rechts) sind mehrere Gemeinden außerhalb großer Lastzentren ebenfalls mit Lasten um ca. 400 kW/km^2 zu sehen. Diese stimmen mit den Standorten energieintensiver Industrien beispielsweise der Zementindustrie nach Klobasa (2007) überein [231, S. 86].

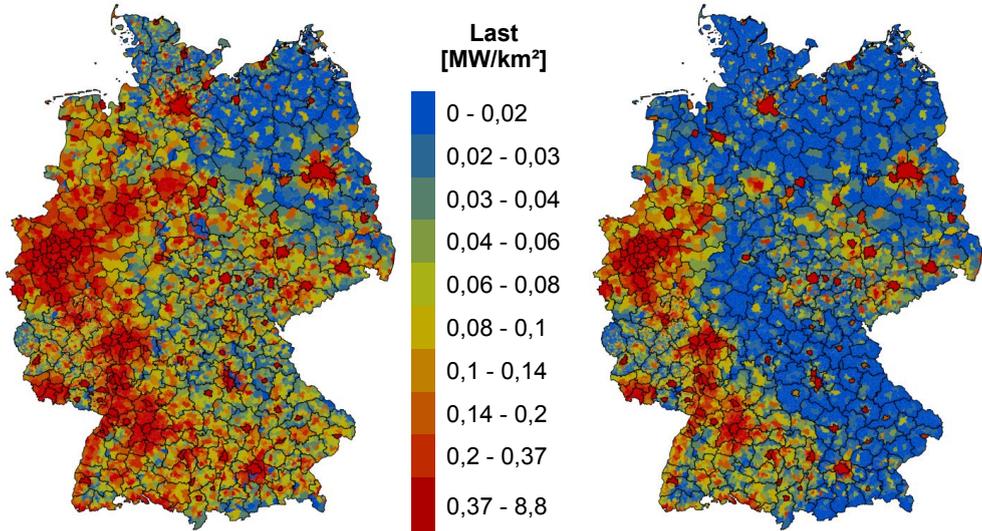


Abbildung 5.4: Last pro Quadratkilometer in 11.268 Gemeinden in Deutschland zum Zeitpunkt der größten Last am 05.12.2013 um 18 Uhr mit 83 GW (links) und kleinsten Last am 02.06.2013 um 7 Uhr mit 37 GW (rechts)

5.3.2 Onshore-Wind

Dieses Kapitel beschreibt den Stand der Onshore-Windenergie in Deutschland sowie deren Integration in das Modell. Abbildung 5.10 zeigt die installierte Leistung und die Strombereitstellung aus der Windenergie in den Jahren 1990 bis 2014. Die durchschnittlichen Volllaststunden sind im Mittel um 11 h pro Jahr gestiegen auf 1553 h im Jahr 2013. Der durchschnittliche Zubau pro Jahr beträgt 1,5 GW auf 34 GW in Jahr 2013. Der Anstieg der Onshore-Windenergie im Vergleich zur Photovoltaik verläuft weniger steil, vgl. Abbildung 5.10 rechts bzw. Kapitel 5.3.4 [26]. Zum 31.12.2014 beträgt der kumulierte Onshore-Windenergie-Bestand 38 GW. Dies entspricht einem Zubau im Jahr 2014 von 4,8 GW, wovon 1,1 GW Repowering waren [232].

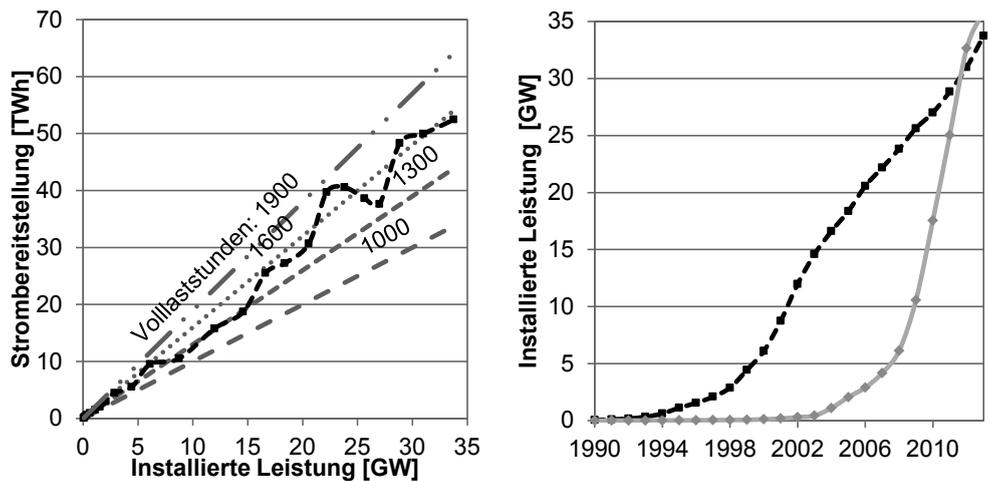


Abbildung 5.5: Installierte Leistung und Strombereitstellung aus der Onshore-Windenergie in Deutschland (links: schwarz), Steigung für vier verschiedene Volllaststunden (links: grau) sowie der kumulierte Ausbau der Jahre 1990 bis 2013 der Onshore-Windenergie (schwarz) und der Photovoltaik (grau), Daten aus [26]

Da die Onshore-Windenergie, im Vergleich zur PV, um Faktor $2,3^{47}$ höhere Volllaststunden aufweist, wird der Fokus auf diese erneuerbare Energie in der Modellumsetzung gesetzt. Ein Teil der Ergebnisse wurden bereits in Robinius und Stolten (2015) [233] veröffentlicht, eine Zusammenfassung findet sich im Anhang L.

Zur Ermittlung der Standorte und der möglichen installierten Leistung der Windenergie an Land werden zunächst deren Potentiale bestimmt, vgl. Anhang L. Dazu wird zwischen theoretischem, technischem, wirtschaftlichem und dem zu erwartendem Potential nach Wesselak (2013) [234, S. 16] unterschieden. Das theoretische Potential ist das Potential, welches die physikalisch maximal aufschließbare Energiemenge bestimmt. Dabei kann es sich auch um eine Technik handeln, die sich bisher auf natur- und ingenieurwissenschaftliche Grundlagen

⁴⁷ Vergleich der Volllaststunden ab dem Jahr 2011. Onshore-Windenergie mit 1503 h und PV mit 664 h.

bezieht. Das technische Potential ist geringer als das theoretische, da es die tatsächlich technisch realisierbaren Anwendungen betrachtet. Hier kommen beispielsweise die gemessenen Leistungskennlinien von existierenden WEA bzw. deren mögliche Standorte, welche nach rechtlichen Rahmenbedingungen genutzt werden können, zum Tragen. Das wirtschaftliche Potential schränkt das technische um wirtschaftlich realisierbare Projekte ein. Wirtschaftlich realisierbar sind beispielsweise WEA, die einen Gewinn erwirtschaften. Dies bedeutet vereinfacht ausgedrückt, dass die Vergütung aus dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) größer sein muss als die Kosten zur Errichtung und zum Betrieb der WEA. Das Erwartungspotential verkleinert wiederum das wirtschaftliche Potential um einen konkreten Realisierungszeitraum und stellt somit das kleinste Potential dar. Beispielsweise ist eine in Deutschland jährlich angenommene Zubaurate von 40 GW unrealistisch und demnach in dem zu erwartenden Potential zu berücksichtigen.

Stolten et al. (2014) analysieren, dass bei der Zielerreichung von 80-95% der THG bis 2050 mindestens im Jahr 2040 die Technik zur Einsparung der THG in den Markt gebracht werden muss, um einen entsprechend hohen Marktanteil im Jahr 2050 zu erreichen. Die minimale Entwicklungszeit in der Industrie von einem Entwicklungs- zu einem Serienprodukt wird mit zehn Jahren angenommen. Somit sind nur solche Produkte zu berücksichtigen, die im Jahr 2030 bereits ein „Technology Readiness Level“ (TRL) von vier und höher erreicht haben [235].

Daher bleiben zukünftige Entwicklungskonzepte für WEA unberücksichtigt und es werden nur die technischen, wirtschaftlichen und zu erwartenden Potentiale bestimmt. Neue Anlagenkonzepte von WEA können daher die Potentiale vergrößern.

Methodik der Onshore-Windenergiemodellierung

Zur Ermittlung des technischen Potentials wird zunächst die zum Aufbau von WEA mögliche Fläche in Deutschland bestimmt. Dazu wird die Fläche von Deutschland um die Fläche von beispielsweise Naturschutzgebieten, Wohnflächen und Straßen einschließlich der festgeschriebenen Mindestabstände bereinigt. McKenna et al. (2014) [236, S. 109] beziffert die bereinigte Fläche mit 41.613 km² und das Umweltbundesamt (2013) [237, S. 35] mit 49.400 km². Für diese Flächen wurden neben der entsprechenden Bereinigung sogenannte „suitability factors“ verwendet. Diese variieren zwischen 0,1 und 0,8 und reduzieren die ermittelte bereinigte Fläche. Sie wurden eingeführt, um dem Umstand Rechnung zu tragen, dass die Datengrundlage keine Information über sehr kleine Dörfer bzw. einzelne Häuser aufweist. Die Ermittlung der Faktoren erfolgte über Analysen kleinerer Areale mittels hoch aufgelöster Daten [236, S. 105].

Ohne die Berücksichtigung dieser „suitability factors“ wurde eine Fläche von 118.914 km² [236, S. 106] berechnet. Die „suitability factors“ differenzieren nicht innerhalb der möglichen Fläche für WEA, sondern verkleinern diese nur. Daher wird im weiteren Verlauf auf diese Faktoren verzichtet und die ermittelte Fläche nach Tarrés (2014) [238] mit 113.126 km², siehe Abbildung 5.6, verwendet.

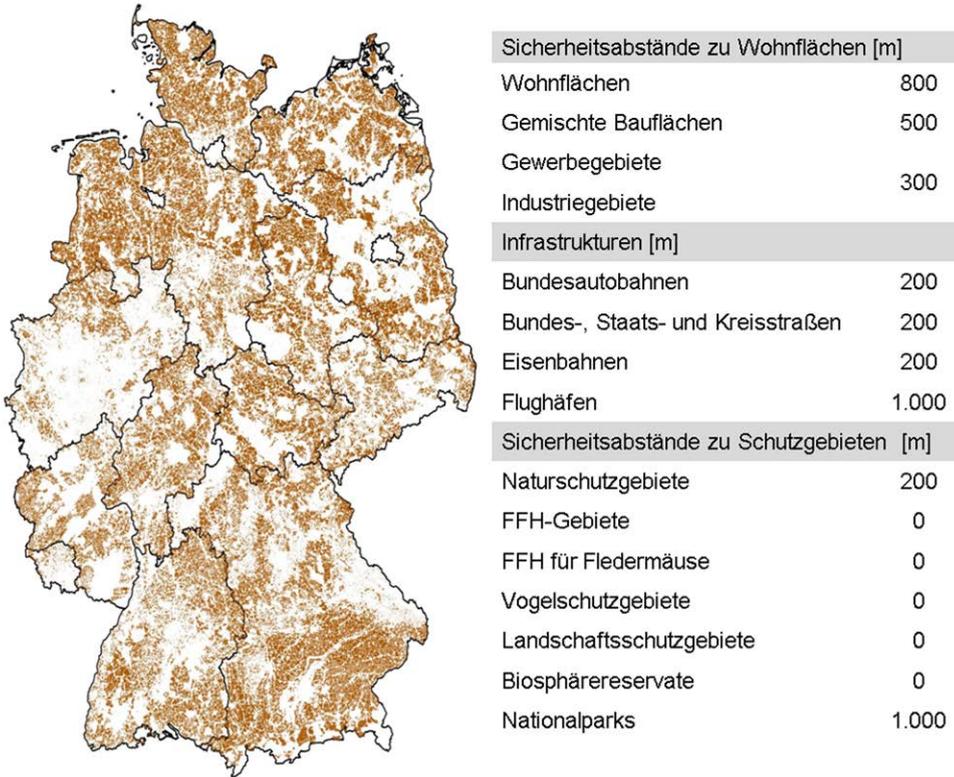


Abbildung 5.6: Nutzbare Fläche (braun) für WEA an Land von in Summe 113.115 km², unter Berücksichtigung der angegebenen Sicherheitsabstände [238, S. 58]

Innerhalb dieser Flächen werden mittels des Geoinformationssystems QGIS und einer in Python geschriebenen Erweiterung Punkte im Abstand von 10 m gesetzt. Dies führt zu 1.652.827 potentiellen Standorten von WEA. Zur genauen Beschreibung der Methodik siehe Tarrés (2014) [238].

Diese georeferenzierten⁴⁸ Standorte werden anschließend mit den Weibull-Parametern auf 80 m über Grund des Deutschen Wetterdienstes (DWD) verknüpft [239]. Die Weibull-Parameter, welche auf Grundlage von gemessenen Windgeschwindigkeiten aus den Jahren 1981-2000 berechnet werden, ermöglichen es, die Windverteilung an dem Standort der WEA statistisch ohne Zeitbezug zu bestimmen.

$$P(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad \text{Formel 5-1}$$

Mit $P(v)$ = Dichtefunktion der Weibullverteilung v = Windgeschwindigkeit [m/s]
 k = Formparameter [-] c = Skalenparameter [m/s]
 e = Eulersche Zahl

⁴⁸ Mittels Längen- und Breitengrad.

Der DWD stellt die mittleren Windgeschwindigkeiten, die Skalenparameter c und die Formparameter k der Dichtefunktion der Weibull-Verteilung, vgl. Formel 5-1, in 10 m und 80 m über Grund zur Verfügung. Das Raster beträgt 200 m in den Grenzen 3.280.000 und 3.930.000 Rechtswert bzw. 5.230.000 und 6.110.000 Hochwert des Gauß-Krüger-Koordinatensystems im Bezugsmeridian 9 Grad Ost, auch Besselipsoid genannt. Dies entspricht grob den Grenzen Deutschlands.

Mit diesen statistischen Daten der Windgeschwindigkeiten über Deutschland und den anlagenspezifischen Daten (vgl. Tabelle 5.2) der WEA werden für die Punkte der möglichen WEA die produzierte Strommenge, die Volllaststunden und die Stromgestehungskosten berechnet.

Tabelle 5.2: Anlagenspezifische Daten nach Unternehmensangaben, eigenen Berechnungen und [236; 240]

	Enercon E126	Vestas V90	Enercon E115	Nordex N100
Höhe [m]	135	80	140	140
Rotordurchmesser [m]	127	90	115	100
Nennleistung [MW]	7,5	3	2,5	2,5
Spezifische Investitionskosten [€/kW]	1973	1133	1875	1720
Laufzeit [Jahre]	20	20	20	20
Spezifische O&M Kosten [€/kWh]	0,02	0,02	0,02	0,02
WACC [%]	8	8	8	8
Referenzertrag pro Jahr [MWh]	16.916	6.316	9.726	8.238
$a_0 - a_8$	4,377; -4,141; -0,7957; 0,2605 ;0,244; 0,1271; 0,001867; -0,03402; -0,01863	2,376; -0,8761; -0,5099; -0,6424; -0,5062; -0,06793; 0,1183; 0,08522; 0,0315	1,638; -1,277; -0,444; 0,01543; 0,04379; -0,000598; 0,01077; 0,01324; 0,001082	1,568; - 1,278; -0,3451; -0,01821; -0,02591; 0,03747; 0,05932; 0,008664; -0,005987
$b_1 - b_8$	-1,323; - 0,2727; 0,6374; 0,2343; -0,1287; - 0,1038; - 0,002532; 0,02376	-1,471; -1,176; -0,1451; 0,3185; 0,3229; 0,1681; 0,0148; - 0,01304	-0,3707; -0,2706; 0,04926; 0,1424; 0,03934, -0,01754; -0,001289; 0,006424	-0,5441; - 0,2907; 0,1568; 0,1646; 0,2226; 0,0006554; -0,0005198; -0,01046
w	0,1642	0,1749	0,187	0,1963

Der hierfür in Matlab implementierte Algorithmus berechnet die Windgeschwindigkeit auf der Nabenhöhe der WEA, mittels Formel 5-2, den entsprechenden Rauigkeitslängen am

Standort der WEA und den statistischen Daten des DWD von 1981-2000. Eine detaillierte Beschreibung zur allgemeinen Berechnung der Energiemenge einer WEA ist bei Konstantin (2013) [241, S. 369-384] zu finden.

$$v(h_1) = \frac{v(h_2)}{\ln\left(\frac{h_2}{R}\right)} \ln\left(\frac{h_1}{R}\right) \quad \text{Formel 5-2}$$

Mit $v(h_1)$ = Windgeschwindigkeit Höhe WEA [m/s] h_1 = Höhe WEA [m]

$v(h_2)$ = Windgeschwindigkeit nach Weibull-Parametern [m/s] h_2 = 80 m

R = Rauigkeitslänge [m]

Diese Windgeschwindigkeiten werden mit der Leistungskennlinie der entsprechenden WEA in eine Leistung umgerechnet. Dabei wird die Leistungskennlinie mittels einer Fourierfunktion angefitet, vgl. Formel 5-3 und Tabelle 5.2. Um Überschwinger zu vermeiden, werden Windgeschwindigkeiten größer als die Abschaltgeschwindigkeit und Windgeschwindigkeiten kleiner als die Einschaltwindgeschwindigkeit zu null gesetzt.

$$P(v) = a_0 + \sum_{k=1}^8 (a_k \cdot \cos(k \cdot v \cdot w) + b_k \cdot \sin(k \cdot v \cdot w)) \quad \text{Formel 5-3}$$

Mit $P(v)$ = Leistung bei Windgeschwindigkeit v w = Faktor siehe Tabelle 5.2

a_0 bis a_8 = Cosinusparameter b_1 bis b_8 = Sinusparameter

Die berechneten Leistungen werden in der Realität jedoch selten erreicht und stellen eher ein Optimum dar. Dies begründet sich zum einen auf die aerodynamischen Verluste innerhalb eines Windparks und zum anderen auf die elektrischen Verluste und Nichtverfügbarkeiten der WEA. Diese müssen daher im Weiteren berücksichtigt werden, um eine realitätsnahe Stromproduktion von WEA zu bestimmen. Heide et al. (2010) [242, S. 6] ziehen 7 % der Energie aufgrund elektrischer Verluste und Nichtverfügbarkeiten ab. Der Bundesverband Wind Energie (2011) [243, S. 21] zieht pauschal 10 % für aerodynamische Verluste sowie weitere 3 % für Nichtverfügbarkeiten von WEA ab. McKenna et al. (2014) [236, S. 106] ziehen 10 % für aerodynamische Verluste 2 % für Nichtverfügbarkeiten und zusätzlich 2-3 % elektrische Verluste ab. Zur Bestimmung des worst-case wird der schlechteste Fall modelliert, indem mit Verlusten von 16 %, gerechnet wird.

Der Matlab-Algorithmus berechnet mittels dieses Verfahrens für jeden Punkt die Leistung pro Stunde für ein Jahr. Er ist so ausgelegt, dass er verschiedene Kennwerte wie beispielsweise die Kosten, die Energiemenge, die Volllaststunden usw. über alle WEA in Deutschland optimiert. Dazu werden iterativ alle möglichen Kombinationen der potentiellen WEA je Punkt berechnet. Ist eine WEA ausgewählt, werden die Punkte, die innerhalb des Sicherheitsabstandes der ausgewählten WEA liegen, gestrichen.

Der Matlab-Algorithmus bestimmt somit über Verteilungen von Windgeschwindigkeiten der Jahre 1981 bis 2000 den Typ und den Standort von WEA. Er repräsentiert die Investitionsentscheidung von Share- und Stakeholdern zum Aufbau von WEA. Dieses Ergebnis liefert die entsprechend produzierte Strommenge, allerdings ohne temporäre Auflösung. Erst eine temporäre Auflösung ermöglicht die Ermittlung des Stromüberschusses durch Abzug der Last von der durch WEA produzierten Energie. Dies hat zwei Gründe:

1. Die statistischen Daten besitzen keinen saisonalen Bezug, wie ihn die Windenergie aufweist. → Die Windgeschwindigkeit ist im Winter im Schnitt höher als im Sommer [244].
2. Bei zwei nebeneinander stehenden WEA könnte die erste im Minimum der Verteilung liegen, während die zweite WEA gerade im Maximum liegt. Dies repräsentiert jedoch nicht die Realität. → Ein Windsystem bei nebeneinander stehenden WEA.

Daher wird ein genauer zeitlicher Verlauf der Windgeschwindigkeiten benötigt. Dieser wird durch vom DWD stündlich gemessene Windgeschwindigkeiten an Wetterstationen realisiert. Dazu wird mittels QGIS, vgl. Kapitel 5.1, eine Distanzmatrix zwischen den WEA nach dem Investitionsentscheidungsprogramm und den Wetterstationen erstellt. Die Wetterstation, welche den kürzesten Abstand zwischen WEA und Wetterstation aufweist, repräsentiert den Wind an der entsprechenden WEA. Um von der Windgeschwindigkeit auf Höhe der Wetterstation auf die Windgeschwindigkeit auf Höhe der WEA zu schließen, wird analog zur Berechnung der statistischen Werte Formel 5-2 genutzt, wobei h_2 die Höhe der Wetterstation darstellt. Wimmer et al. (2014) [245; 246] entwickelten parallel teilweise eine ähnliche Methodik jedoch unter vereinfachter Vorgehensweise wie beispielsweise durch abgeschätzte Anlagenkennlinien [245, S. 33].

Von den 403 verfügbaren Wetterstationen ist aufgrund von Abschaltungen oder nicht durchgängigen Werten der Wetterstation pro Jahr eine unterschiedliche Anzahl von Wetterstationen nutzbar (vgl. Tabelle 5.3).

Tabelle 5.3: Nutzbare DWD Wetterstationen zur Windmodellierung

	2010	2011	2012	2013
Nutzbare DWD Wetterstationen [Anzahl]	174	161	205	102

Zur Berücksichtigung der individuellen Windgeschwindigkeiten wird ein Indikator je Standort der WEA nach Formel 5-4 berechnet.

$$Indikator_{WEA} = \frac{\bar{v}_{WEA}}{\bar{v}_{Wetterstation}} \quad \text{Formel 5-4}$$

Mit \bar{v}_{WEA} = Mittlere Windgeschwindigkeit WEA auf 80 m über Grund

$\bar{v}_{Wetterstation}$ = Mittlere Windgeschwindigkeit Wetterstation auf 80 m über Grund

Mit den anlagenspezifischen Daten aus Tabelle 5.2, den berechneten Volllaststunden und Stromgestehungskosten wird der Gewinn bzw. Verlust jeder Anlage berechnet. Die genaue

Beschreibung der Methodik sowie die Abgrenzung nach EEG 2012 und 2014 findet sich in Anhang L.

Abbildung 5.7 fasst die beschriebene Methodik, unter der Auswahl von WEA, welche Stromgestehungskosten kleiner 18 ct/kWh aufweisen, zusammen. Von den anfangs in Szenario 1 definierten 1.652.827 potentiellen Standorten bleiben unter dieser Randbedingung 101.161 WEA übrig.

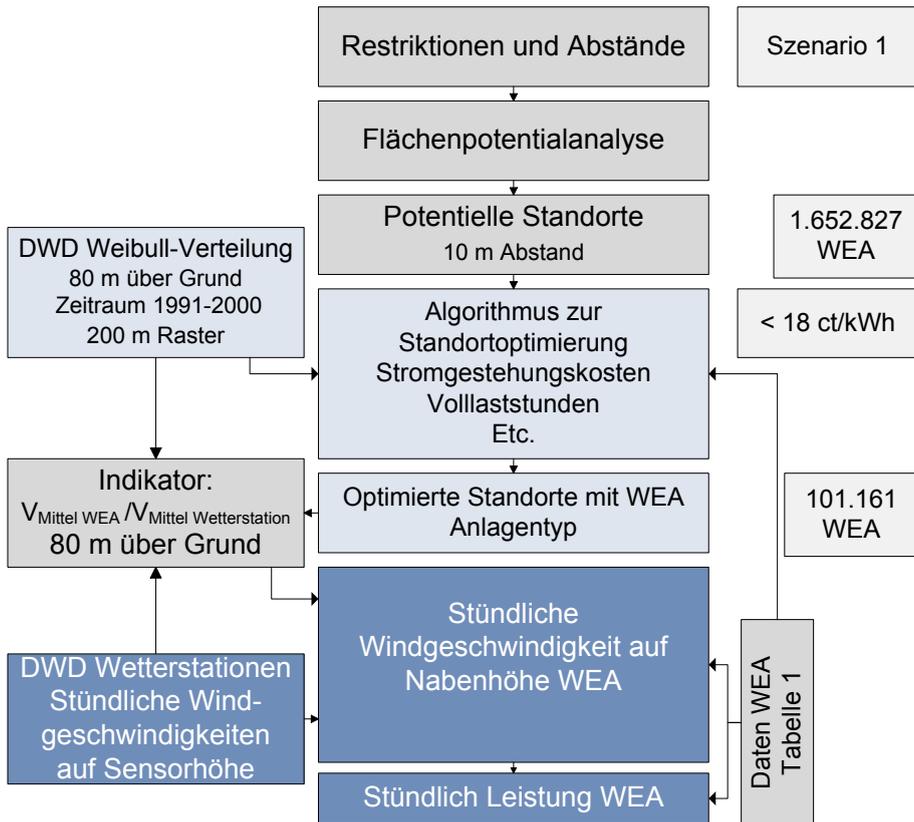


Abbildung 5.7: Methodik zur Auswahl von WEA nach statistischen Werten mittels des Investitionsentscheidungsprogramms (hell-blau) sowie zur Ermittlung stündlicher Leistungen der WEA nach definierten Wetterjahren (dunkel-blau)

5.3.3 Offshore-Wind

Dieses Kapitel beschreibt den Stand der Offshore Windenergie in Deutschland sowie deren Integration in das Modell. Abbildung 5.10 zeigt die installierte Leistung und die Strombereitstellung aus der Offshore-Windenergie in den Jahren 2009 bis 2014. Der durchschnittliche Zubau pro Jahr beträgt 181 MW auf 0,9 GW im Jahr 2013 [26]. Ende 2014 sind 1,05 GW an Offshore WEA, die bereits ins Netz einspeisen, installiert. Offshore WEA, die errichtet sind, aber keine Netzeinspeisung vornehmen, haben eine installierte Leistung von 1,3 GW. Im Bau befinden sich weitere 0,9 GW [247]. Nach Windpark-Daten von den entsprechenden Projektträgern ergeben sich ca. 9 GW an genehmigten Windparks, ca. 33 GW an Windparks die einen Antrag gestellt haben und weitere ca. 12,6 GW an Windparks in der Konzeptplanung. Unter Berücksichtigung aller Windparks die in Betrieb, in Bau, genehmigt, Antrag gestellt und in der Konzeptplanung sind, ergibt sich eine potentielle Leistung von ca. 58,7 GW. Zur Einordnung: Die Ziele der Bundesregierung gehen von einer installierten Leistung von 6,5 GW im Jahr 2020 und von 15 GW bis zum Jahr 2030 aus [248].

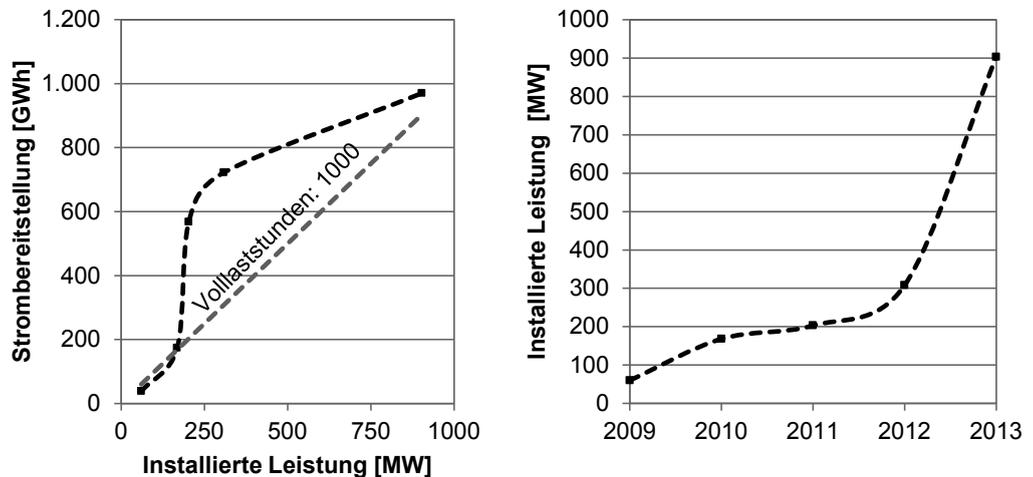


Abbildung 5.8: Installierte Leistung und Strombereitstellung aus Offshore-Windenergie in Deutschland (links: schwarz), Steigung für 1000 Volllaststunden (links: grau) sowie der kumulierte Ausbau der Jahre 1990 bis 2013 (rechts: schwarz), Daten aus [26]

Der Mittelwert der durchschnittlichen Volllaststunden im Zeitraum von 2009 bis zum Jahr 2014 beträgt 1.577. Das Maximum liegt, mit 2.798 Volllaststunden, im Jahr 2011 [26]. Diese Werte zeigen jedoch nicht die tatsächlichen durchschnittlichen Volllaststunden der Windparks, vgl. Abbildung 5.9, da diese nicht den Zeitpunkt der Netzanbindung entsprechend mit berücksichtigen. Alpha Ventus beispielsweise erreicht durchschnittliche Volllaststunden von nahezu 4.500.

Die Modellierung der stündlichen Einspeisezeitreihen erfolgt in Anlehnung an die Vorgehensweise bei der Onshore Windenergie, siehe Kapitel 5.3.1.

Im Gegensatz zur Onshore Windenergie werden die Winddaten des Deutschen Wetterdienstes um die Daten von den drei FINO Forschungsplattformen⁴⁹ erweitert [249].

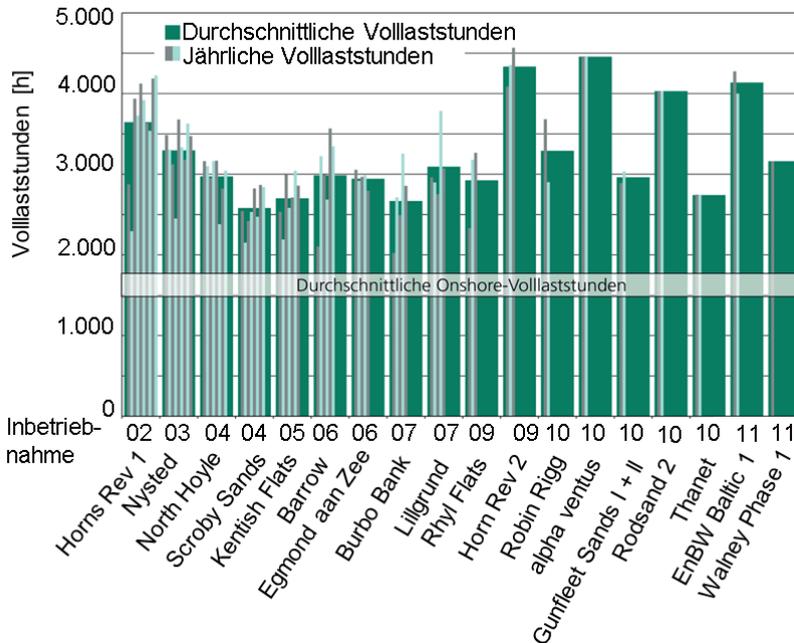


Abbildung 5.9: Durchschnittliche Volllaststunden der entsprechenden Offshore Windparks ab einer Leistung von 45 MW, in Anlehnung an [250]

Die Leistungskennlinien der verwendeten Offshore WEA werden mit der Fourier-Transformation, analog zu Kapitel 5.3.1, in Gleichungen transformiert und mit den Windgeschwindigkeiten verknüpft. Es werden interne Abschattungsverluste in Windparks entsprechend der Offshore WEA Belegung in einer Bandbreite von 9 bis 5 % berücksichtigt [251, S. 82]. Externe Abschattungsverluste werden, wie in der DENA Netzstudie II (2010), nicht berücksichtigt [251, S. 83]. Für weiterführende Informationen siehe Terjung (2015) [252]. Interne Netzverluste innerhalb des Windparks werden mit 0,5 % angenommen [251, S. 69]. Eine Nichtverfügbarkeit wird mittels eines Verlustes von 3,8 % bzw. 4,5 % in der Ostsee bzw. der Nordsee berücksichtigt [251, S. 90]. Leitungsverluste werden bis zur Einspeisung in das deutsche Stromnetz von je nach Leitung und Länge zwischen DC 320 kV 0,004375 %/km und DC 150 kV 0,01 %/km modelliert [253] [254]. Weiterhin werden Umrichterverluste von 1 % angenommen, was der maximal möglichen Entwicklung des Wirkungsgrades entspricht [251, S. 224]. Für AC Leitungen werden Verluste der Transformatoren mit 0,5 % [255 S. 50] und je nach Spannungslevel zwischen 220 kV 0,0264 %/km und 110 kV 0,0481 %/km berücksichtigt [255 S. 52-53]. Eine detailliertere Beschreibung der Methodik und Analyse findet sich bei Terjung (2015) [252].

⁴⁹ Auf diesen werden unter anderem folgende Untersuchungen durchgeführt [249]: Messungen der Windstärke, der Windrichtung und der Turbulenzen in Abhängigkeit von der Höhe; Messungen der Wellenhöhe und Wellenausbreitung; Messungen der Stärke der Meeresströmungen; Beschaffenheit des Meeresuntergrundes; Blitzmessungen.

5.3.4 Photovoltaik

Dieses Kapitel beschreibt den Stand der Photovoltaik (PV) in Deutschland sowie deren Integration in das Modell. Abbildung 5.10 zeigt die installierte Leistung und die Strombereitstellung aus der Photovoltaik in den Jahren 1990 bis 2014. Die durchschnittlichen Volllaststunden sind im Mittel um 15 h pro Jahr gestiegen auf 835 h im Jahr 2013. Der Zubau pro Jahr unterscheidet sich zwischen dem langjährigen Mittel und dem Zubau in jüngerer Vergangenheit: Der durchschnittliche Zubau pro Jahr von 1990 bis 2013 beträgt 1,6 GW auf 36 GW im Jahr 2013. Der durchschnittliche Zubau in der jüngeren Vergangenheit von 2006 bis 2013 beträgt 4,7 GW pro Jahr mit durchschnittlichen Volllaststunden von 743 h [26].

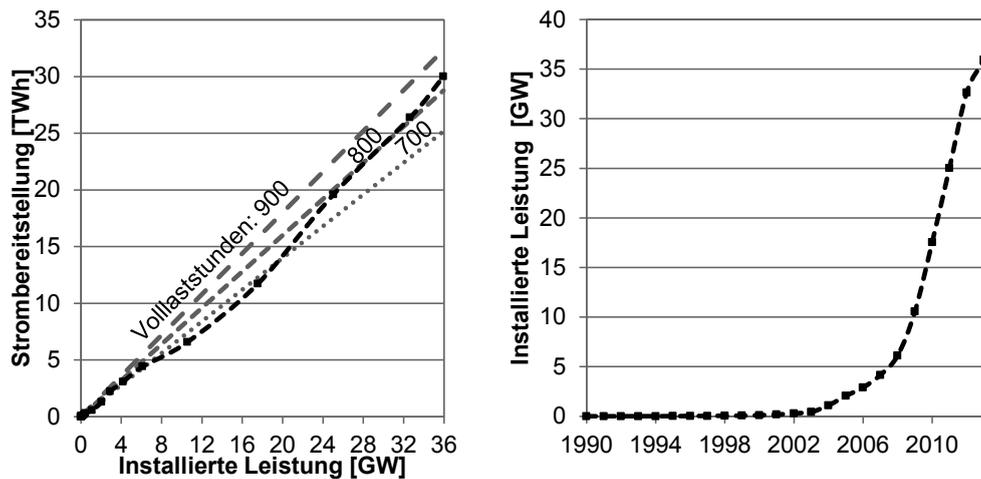


Abbildung 5.10: Installierte Leistung und Strombereitstellung aus der Photovoltaik in Deutschland (links: schwarz), Steigung für drei verschiedene Volllaststunden (links: grau) sowie der kumulierte Ausbau der Jahre 1990 bis 2013, Daten aus [26]

Mittels Verknüpfung der georeferenzierten PV-Anlagen [256] mit den Gemeinden wird die installierte Leistung der PV auf Gemeindeebene berechnet. Die Strombereitstellung auf Ebene der ÜNB und die kumulierte Leistung der Gemeinden auf ÜNB-Ebene ergibt die durchschnittlichen Volllaststunden auf ÜNB-Ebene, vgl. Tabelle 5.4. Zur Validierung wird mittels der berechneten Volllaststunden und der Strombereitstellung aus den Jahren 2013, 2012 und 2011 die installierte Leistung auf ÜNB-Ebene berechnet und mit der installierten Leistung nach AG Energiebilanzen (2014) [26] verglichen. Das Delta der berechneten installierten Leistung zur tatsächlichen beträgt -0,9 GW, 0,4 GW und -3 GW in den Jahren 2013, 2012 und 2011. Zwischen den ÜNB-Ebenen können Diskrepanzen zwischen berechneten und tatsächlichen durchschnittlichen Volllaststunden auftreten: TransnetBW beispielsweise liegt in der Region von Baden-Württemberg, welches für die Jahre 2007 bis 2012 mit 762, 737, 770, 751, 904 und 964 h [257, S. 11] höhere durchschnittliche Volllaststunden ausweist als die berechneten Volllaststunden, vgl. Tabelle 5.4.

Tabelle 5.4: Installierte Leistung [256], Strombereitstellung [26] und berechnete Volllaststunden im Jahr 2014 auf ÜNB-Ebene

	Installierte Leistung [MW]	Strombereitstellung [MWh]	Berechnete Volllast- stunden
TransnetBW	6.372	4.379.411	687
Tennet	16.156	14.028.095	868
50Hertz	7.906	7.324.532	926
Amprion	8.994	7.915.171	880
Summe bzw. Mittelwert	39.428	33.647.209	853

Dies kann darauf zurückgeführt werden, dass die installierten Leistungen nach EnergyMap (2014) während des Jahres aktualisiert werden und folglich die installierten Leistungen am Stichtag nicht gleich den installierten Leistungen nach der Strombereitstellung am Stichtag entsprechen. Diese Diskrepanz kann dazu führen, dass es zu einer Reduzierung der im Modell verwendeten durchschnittlichen Volllaststunden kommt. Da die Modellierung den worst-case abbilden soll, wird angenommen, dass mit diesen Volllaststunden eine hinreichend genaue Abbildung der durchschnittlichen Volllaststunden über die Jahre erfolgen kann.

Der modellierte Ausbau der PV Leistung in Deutschland orientiert sich an der installierten Leistung im Jahr 2014 auf Gemeindeebene, vgl. Abbildung 5.11.

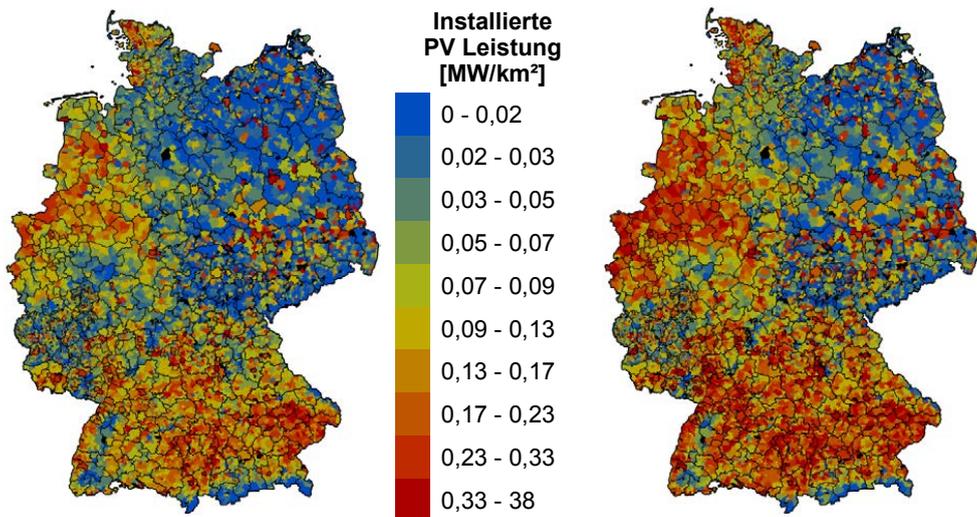


Abbildung 5.11: Links: Installierte PV-Leistung auf Gemeindeebene im Jahr 2014 mit in Summe 39,4 GW, Daten aus [256]; Rechts: Installierte PV-Leistung auf Gemeindeebene laut Modell mit in Summe von 55 GW

Franco (2014) [258] berechnet die potentiell installierbare PV-Leistung auf Gemeindeebene, welches das maximal mögliche Ausbaupotential im Modell darstellt. Dieses ist mit einer maximal installierbaren PV Leistung von 117 GW deutlich restriktiver im Vergleich zu anderen Studien mit 130 bis 569 GW [259-261].

Dies zeigt sich daran, dass in 3.665 Gemeinden die installierte Leistung im Jahr 2014 bereits größer ist als das angegebene Potential. Für diese Gemeinden wird die installierte Leistung gleich der maximal möglichen Leistung gesetzt. Wird durch das Hochskalieren auf Gemeindeebene eine Potentialgrenze überschritten, wird das maximal mögliche Potential ausgebaut und die noch zu installierende Leistung auf alle anderen Gemeinden aufgeteilt, bis die zu installierende Leistung erreicht ist.

Die in Franco (2014) [258] berechneten Volllaststunden für jede Gemeinde orientieren sich an zwei Modellregionen: Titz und Bamberg. Diese werden an die aus Tabelle 5.4 berechneten Volllaststunden auf ÜNB-Ebene angepasst. Hierzu wird auf den Mittelwert der Volllaststunden auf ÜNB-Ebene nach Franco (2015) [258] normiert. Die berechneten Volllaststunden multipliziert mit der installierten Leistung auf Gemeindeebene ergeben die mögliche Energiemenge pro Gemeinde im Jahr 2014.

Die Modellierung der stündlichen Einspeisedaten auf Gemeindeebene erfolgt mittels Einspeisedaten der ÜNB. Hierzu wird die Einspeisezeitreihe je ÜNB normiert und die Einspeisemenge an die berechnete Energiemenge angepasst. Abbildung 5.12 zeigt die Einspeisedaten für ein Beispiel-Szenario mit einer installierten PV-Leistung von 55 GW und die tatsächliche Einspeisung mit ca. 36 GW im Jahr 2013.

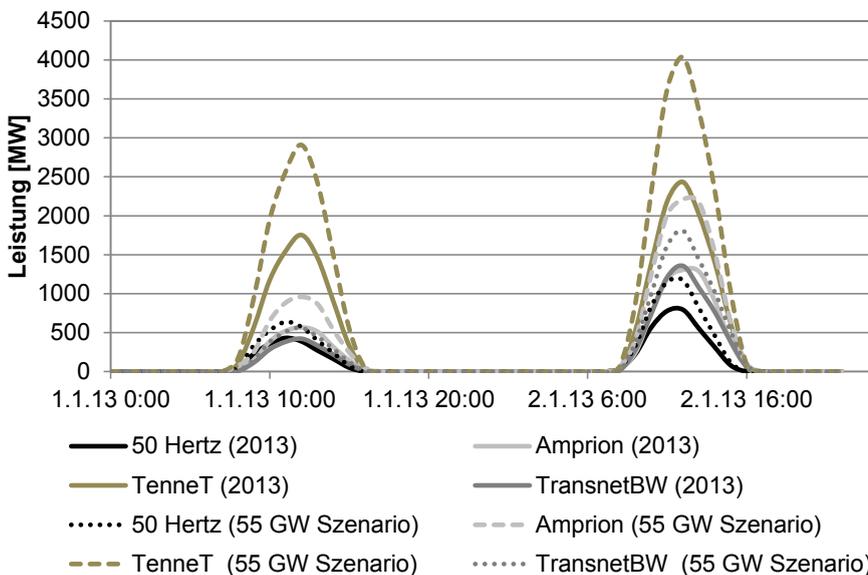


Abbildung 5.12: Ausschnitt der Einspeisezeitreihe am 01.01 und 02.01.2013 nach Daten der ÜNB mit einer installierten Leistung von 36 GW und nach Modell mit einem Beispiel-Szenario von 55 GW installierter PV-Leistung in Deutschland

5.3.5 Wasserkraft

Dieses Kapitel beschreibt den Stand der Wasserkraft in Deutschland sowie deren Integration in das Modell. Die Wasserkraft in Deutschland ist vom Jahr 1990 bis 2013 um durchschnittlich 0,07 GW pro Jahr auf 5,6 GW, mit durchschnittlichen Volllaststunden von 4.131 h, gewachsen, vgl. Abbildung 5.13. Eine umfangreiche Analyse der Wasserkraft in Deutschland, mit einer Datenanalyse der im Modell genutzten Quellen [256; 262] findet sich bei Umweltbundesamt (2013) [263]. Da das zukünftige technische Wasserkraftpotential mit 25 TWh pro Jahr [234, S. 16] sehr gering ist, werden keine Ausbauszenarien berücksichtigt, sondern die tatsächliche Einspeisung in den entsprechenden Jahren modelliert. Hierzu wird das in Wend (2014) [36, S. 36-41] entwickelte bilanzielle Modell zur Ermittlung der stündlichen Wasserkrafteinspeisung so erweitert, dass die Wasserkrafteinspeisung auf Gemeindeebene berechnet werden kann. Basierend auf Niederschlagswerten von 76 DWD-Wetterstationen und der bekannten bilanzierten Wasserleistung in Deutschland wird die stündliche Einspeisung berechnet.

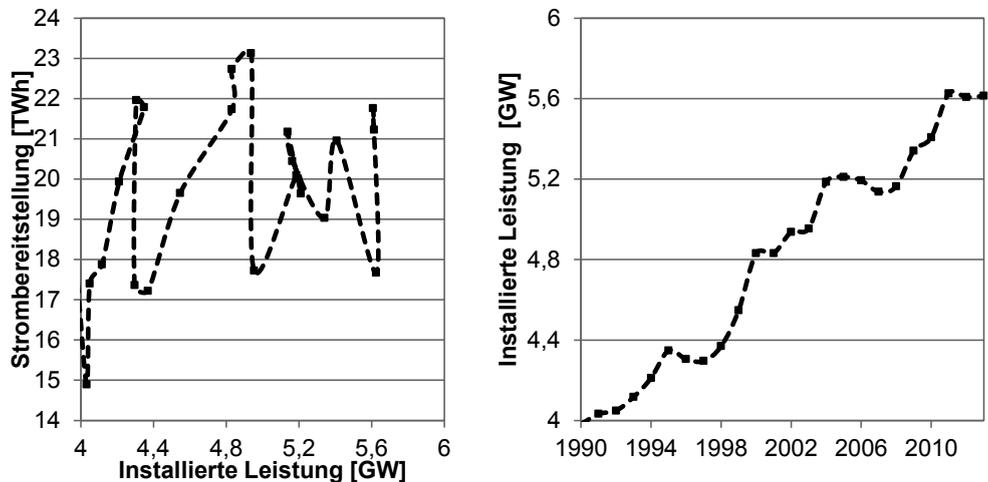


Abbildung 5.13: Installierte Leistung und Strombereitstellung aus der Wasserkraft inklusive Pumpspeicherkraftwerke mit natürlichem Zufluss in Deutschland (links) sowie der kumulierte Ausbau der Jahre 1990 bis 2013, Daten aus [26]

Die im Modell installierte Wasserkraftleistung beträgt ca. 5,6 GW davon ca. 3,9 GW nach der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur [262] und weitere ca. 1,7 GW nach den Anlagenstammdaten [256]. Eine Unterscheidung zwischen Laufwasser- und Speicherkraftwerken findet nicht statt.

5.3.6 Biomasse

Dieses Kapitel beschreibt den Stand der Biomasse in Deutschland sowie deren Integration in das Modell. Biomasse wird in dieser Arbeit, analog zu den Daten des Anlagenregisters der EnergyMap, als Summe folgender Anlagenuntertypen definiert [256]:

- Altholz
- Biogas
- Biogas (Gasnetzentnahme)
- Biogas (Trockenfermentation)
- Biotreibstoffe
- Holz

Abbildung 5.14 zeigt die installierte Leistung und die Strombereitstellung aus der Biomasse in den Jahren 1990 bis 2014. Die durchschnittlichen Volllaststunden sind im Mittel um 290 h pro Jahr gestiegen auf 6740 h im Jahr 2013, welches auch das Jahr mit den höchsten Volllaststunden ist. Der durchschnittliche Zubau pro Jahr beträgt 0,3 GW auf 6,7 GW im Jahr 2013. [26]

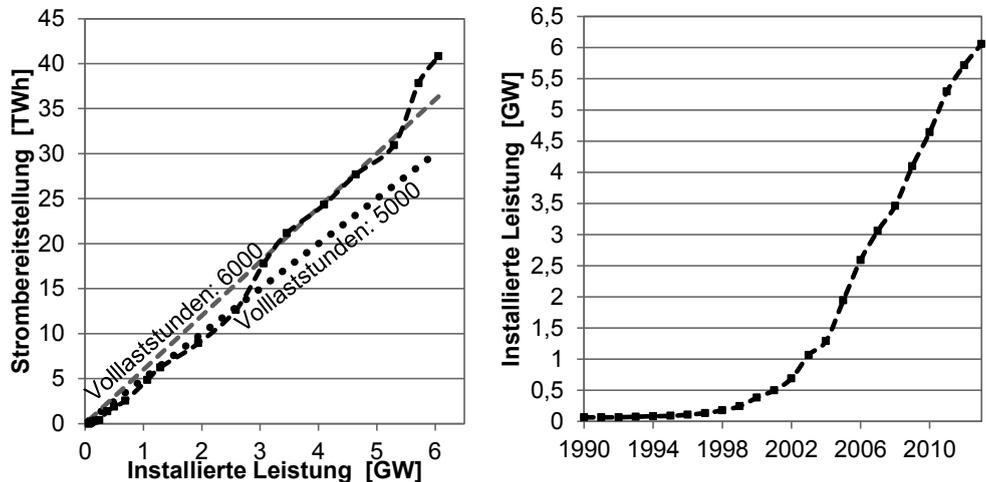


Abbildung 5.14: Installierte Leistung und Strombereitstellung aus der Biomasse in Deutschland (links: schwarz), Steigung für zwei verschiedene Volllaststunden (links: grau) sowie der kumulierte Ausbau der Jahre 1990 bis 2013, Daten aus [26]

Zur Generierung der stündlichen Einspeisezeitreihe in 11.268 Gemeinden wird der Jahresnutzungsgrad mittels der Division von eingespeister Energie im untersuchten Jahr und der installierten Leistung nach der EnergyMap (2014) [256] im Jahr in Deutschland berechnet. Dies ergibt beispielsweise für das Jahr 2013 bei einer eingespeisten Energie von 42,03 TWh und einer installierten Leistung von 6,41 GW⁵⁰, nach der EnergyMap (2014) [256], einen Jahresnutzungsgrad von 0,749. Für die Modellierung werden die auf Gemeindeebene installier-

⁵⁰ Der Unterschied der installierten Leistungen mit 0,3 GW – nach AG Energiebilanzen (2014) und EnergyMap (2014) – begründet sich wie in Kapitel 5.3.4 auf die unterschiedlichen Stichzeitpunkte.

ten Biomasseanlagen anteilig mit einer stündlichen Leistung von in Summe über Deutschland 4,99 GW berücksichtigt. Dies bedeutet, dass die Biomasseanlagen „strich fahren“, also mit der konstanten berechneten stündlichen Leistung. Diese Berücksichtigung ist aufgrund der berechneten Volllaststunden, vgl. Abbildung 5.14, bisher⁵¹ plausibel und daher anwendbar. Auch Terjung (2015) analysiert verschiedene Verfahren in der Modellierung, beispielsweise „strich-“ oder „flexibel-fahren“, und kommt zu dem Schluss, dass die verwendete Methodik unter dem bisherigen EEG-Regime plausibel ist [252]. Zukünftig kann die Modellierung der Energieeinspeisung aus Biomasse an eine flexible Fahrweise angepasst werden. Dies könnte beispielsweise bedeuten, dass die Biomasseanlagen bei hoher positiver Residuallast hochfahren bzw. bei negativer Residuallast runter fahren.

Abbildung 5.15 zeigt die installierte Leistung pro Fläche in Deutschland. Die installierte Leistung pro Fläche gibt auch einen Überblick über die zu erwartende eingespeiste Energiemenge. Die größten installierten Leistungen befinden sich in Bayern und Niedersachsen mit, in Summe über alle Gemeinden, 1,4 GW bzw. 1,3 GW. Dies führt zu stündlichen Einspeiseleistungen von 1 GW bzw. 0,9 GW. Die niedrigsten installierten Leistungen auf Bundeslandebene sind, wie erwartet, in den Städten Bremen, Hamburg und Berlin mit 8, 30 und 33 MW.

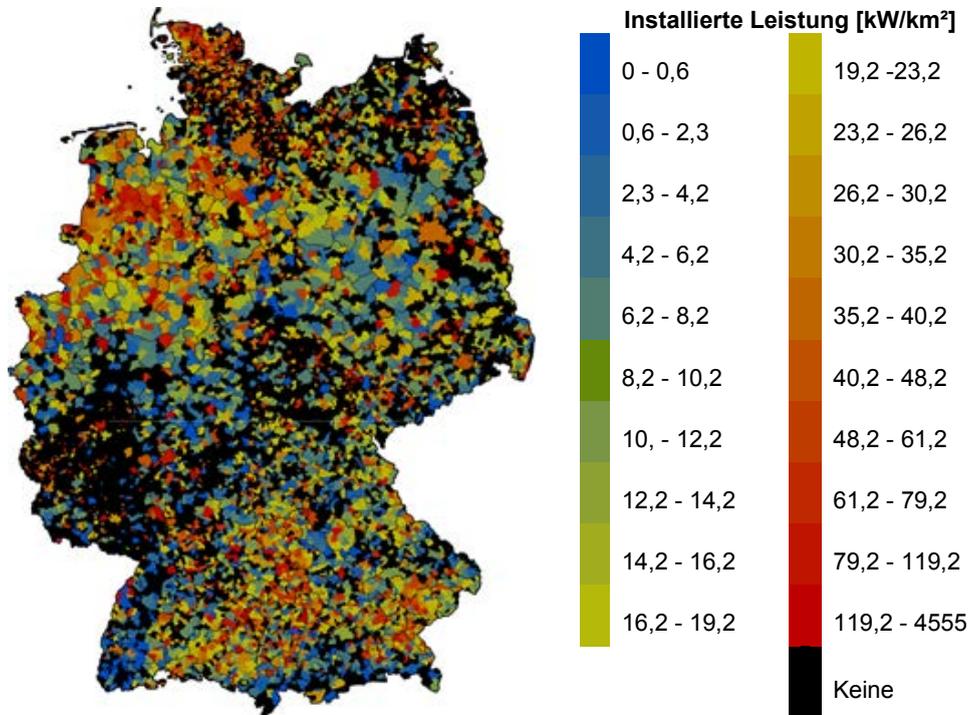


Abbildung 5.15: Installierte Leistung der Biomasse auf Gemeindeebene von in Summe 6,4 GW, Daten aus [256]

⁵¹ Dies kann sich zukünftig beispielsweise durch eine Veränderung der EEG Vergütung durchaus ändern.

5.3.7 Im- und Export

Dieses Kapitel beschreibt den Im- und Export von Strom nach/von Deutschland und dessen Integration in das Modell. Es bestehen mehrere Möglichkeiten zur Berücksichtigung des Im- und Exports nach/von Deutschland je nach Detaillierungsgrad der Modellierung von angrenzenden bzw. durch das UCTE⁵²-Netz angeschlossenen Ländern. Über ein Kraftwerksmodell kann beispielsweise der Strompreis in Frankreich berechnet werden. Ist dieser Strompreis günstiger als der berechnete Strompreis in Deutschland würde Frankreich, entsprechend der nutzbaren Übertragungskapazitäten, den Strom nach Deutschland transportieren. Dabei können, wie von dem Modell Power-Flex-Grid des Öko-Instituts, die europäischen Nachbarländer in „vereinfachter Form“ als jeweils ein Netzknoten berücksichtigt werden [264]. Dennoch würde ein solches Verfahren den Szenarioraum vergrößern: Es müssten für jedes Land Annahmen bezüglich beispielsweise der installierten Leistungen, der Grenzkosten und Wirkungsgrade der erneuerbaren und der konventionellen Energien sowie der möglichen Übertragungskapazitäten getroffen werden. Daher wird in der Modellierung ein anderes Verfahren gewählt, welches prinzipiell in der Lage ist das deutsche in ein europäisches Strommarktmodell zu überführen. Dazu wird auf Grundlage von historischen Zeitreihen des zu analysierenden Jahres auf den Im- und Export des Jahres geschlossen. Es werden die bestehenden Übertragungskapazitäten sowie die Summen der Energie über das Jahr wie beispielsweise im Jahr 2013, vgl. Abbildung 5.16, als Im- und Exportwerte genutzt.

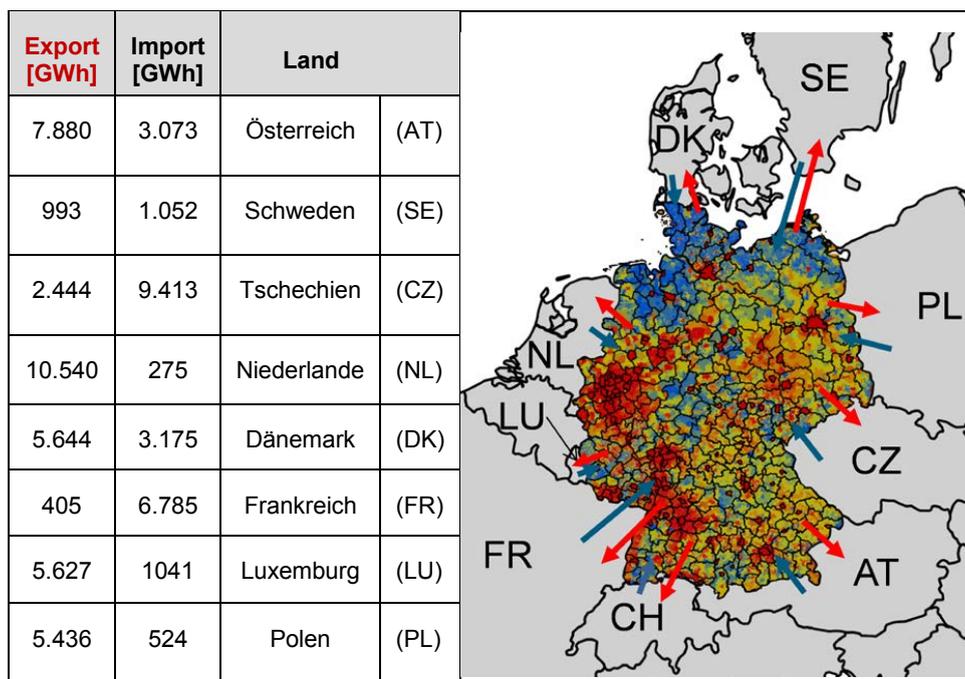


Abbildung 5.16: Summe der im Modell verwendeten Im- und Exporte im Jahr 2013 (links) sowie deren geografische Lage (rechts), Daten aus [265-272]

⁵² Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity.

Dazu analysiert Terjung (2015) die Im- und Exportwerte auf Grundlage der Werte der European Energy Exchange (EEX), der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) und dem European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E), vgl. Abbildung 5.17 [252]. Die Analyse der Daten hat gezeigt, dass die Daten der ÜNB die Realität der Leistungsflüsse am besten darstellen. Daher werden die stündlichen Lastflüsse für das Modell durch die viertelstündlichen Lastflüsse der ÜNB modelliert. Luxemburg wird mittels Daten von ENTSO-E berechnet, da bei Amprion keine Daten über Luxemburg abrufbar waren. Zur genauen Beschreibung beispielsweise der Lokalisierung der Kuppelstellen Deutschlands mit dem Ausland oder der stündlichen Lastflüsse je Land siehe Terjung (2015) [252].

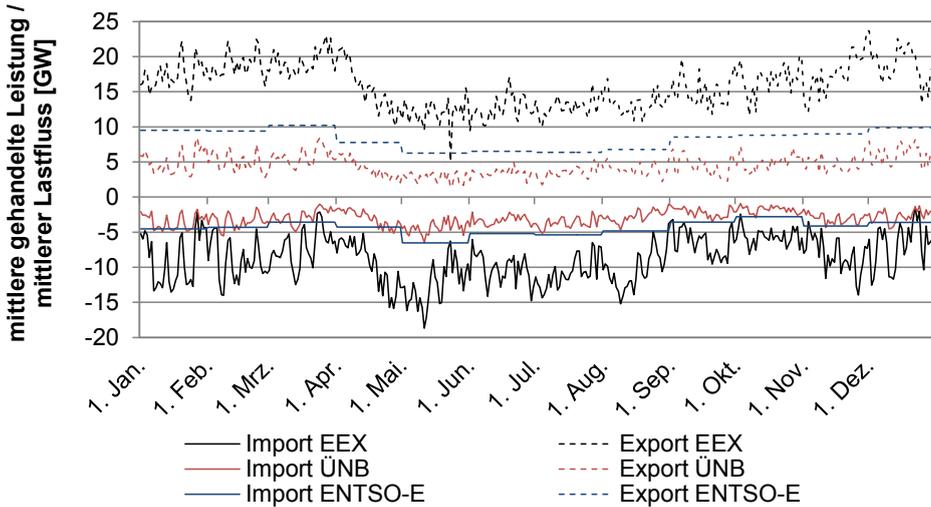


Abbildung 5.17: Jahresganglinien der Tagesmittelwerte von Import- und Exportlastflüssen von ENTSO-E [268] und den Übertragungsnetzbetreibern [265; 267; 269-271] bzw. der gehandelten Import- und Exportleistungen der EEX [273] im Jahr 2013

5.3.8 Konventioneller Kraftwerkspark

Dieses Kapitel beschreibt den aktuellen Stand sowie die Integration des konventionellen Kraftwerksparks in das Modell. Als Ausgangslage wird der Kraftwerkspark aus dem Jahr 2012 verwendet. Da jeder Umbau des Kraftwerksparks entsprechend begründet und mit Annahmen versehen werden muss, wird dadurch der mögliche Szenarioraum, wie gleichfalls in Kapitel 5.3.7 beschrieben, vergrößert. Um dies zu vermeiden, wird der Kraftwerkspark unverändert übernommen. Die Modellierung ist jedoch so umgesetzt, dass je nach Szenario, beispielsweise Kernenergieausstieg, Rückgang Braunkohle und Steinkohle etc., der Kraftwerkspark individuell angepasst werden kann. Die grundlegenden Daten zu Grenzkosten, vgl. beispielsweise Abbildung 2.5, Wirkungsgraden, Must-Run-Anlagen, Nichtverfügbarkeiten etc. der Kraftwerke sind Wend (2014) zu entnehmen [36]. Hier wurden beispielsweise die Wirkungsgrade von 100 Kraftwerken mit einer Netto-Nennleistung von größer als 50 MW über eine Onlinerecherche bestimmt [36, S. 61]. Die Grundlage des Kraftwerkspark, bildet dabei die Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur mit Stand vom 12.12.2012. Abbildung 5.18 zeigt anhand dieser Kraftwerksliste die Standorte und die installierten Leistungen des konventionellen Kraftwerksparks in Deutschland. Zu sehen ist beispielsweise das Kohlerevier in Nordrhein-Westfalen, welches anhand der Standorte der Braun- und Steinkohlekraftwerke identifiziert werden kann.

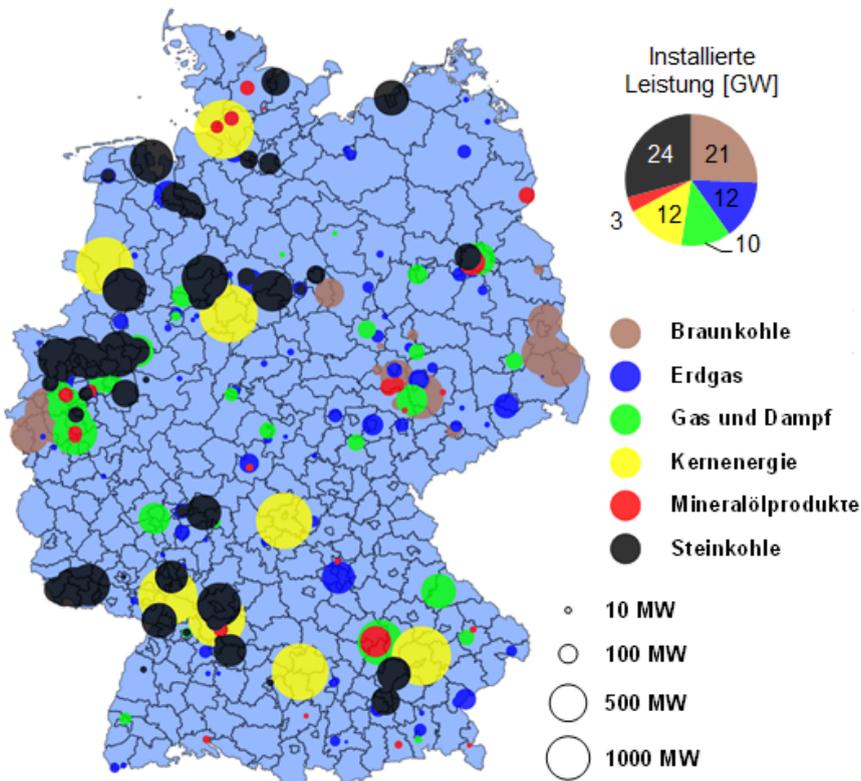


Abbildung 5.18: Standorte und installierte Leistung der verwendeten Kraftwerke, in Anlehnung an [274, S. 23]

5.3.9 Stromnetz

In diesem Kapitel werden das elektrische Netz in Deutschland und dessen Modellintegration beschrieben. Das elektrische Netz transportiert, mit Verlusten, Strom von einer Quelle zu einer Senke. Die Verluste unterscheiden sich je nach Höhe der Spannung, vgl. Tabelle 5.5. Dabei lässt sich folgende Grundregel anwenden: Je höher die Spannung, desto geringer die Verluste. Der größte Teil des Stromnetzes entfällt, mit 1,44 Millionen km, auf die Erdverkabelung, ein weiterer Teil mit 350.000 km entfällt auf Freileitungen. Mit 1,16 Millionen km besitzt die Niederspannungsebene – mit Spannungen bis zu ein kV – die längsten Stromleitungen aller Spannungsebenen. Die Mittelspannung – mit Spannungen über 1 bis einschließlich 72,5 kV – hat eine Länge von 513.500 km. Die Hochspannung – mit Spannungen über 72,5 bis einschließlich 125 kV – hat eine Länge von 79.900 km und die Höchstspannung, mit Spannungen über 125 kV eine Länge von 34.810 km [275].

Tabelle 5.5: Netzverluste in %/km in Abhängigkeit der genutzten Spannungsebene [274]

Nennspannung [kV]	380	220	110
Spezifischer Verlust [%/km]	0,020	0,034	0,0677

Das elektrische Netz wird auf Grundlage des Netzentwicklungsplans (2014) [276], vgl. Abbildung 5.19, modelliert. Weiterhin wird ein von ter Stein (2015) entwickeltes Verfahren verwendet [274]: Die stündlich berechnete Residuallast auf Gemeindeebene wird auf Landkreisebene zusammengefasst und im Flächenschwerpunkt auf Landkreisebene konzentriert. Daher kann jeder Landkreis entweder eine Stromsenke (positive Residuallast) oder Stromquelle (negative Residuallast) sein. Innerhalb der Landkreise wird somit von einer „Kupferplatte“ ausgegangen. Die Grenzkosten der erneuerbaren Energien werden zu null und die der konventionellen Kraftwerke entsprechend den Daten nach Wend (2014) [36] gesetzt. Die Bereitstellungskosten berechnen sich aus den Transportverlusten, die über alle Spannungsebenen im Modell 0,055 %/km beträgt [274, S. 33] und den Erzeugungskosten der Kraftwerke.

Der Transportweg des Stromes wird über den Dijkstra Algorithmus bestimmt. Dieser findet in einem Graphen den kürzesten Weg. Zur genauen Beschreibung der Graphentheorie siehe Schubert (2012) [277, S. 441] und zu dessen Umsetzung im Modell ter Stein (2015) [274]. Mit den Inputdaten aus dem vorherigen Absatz wird ein lineares Problem beschrieben:

„Minimiere Grenzkosten der Stromerzeugung und der Transportkosten unter den Nebenbedingungen, dass kein Kraftwerk mehr einspeist, als es maximal einspeisen kann, in allen Landkreisen die Residuallast gedeckt ist und keine Netzleitung überlastet ist“

und mit einem Dual-Simplex Algorithmus in Matlab gelöst. Das Modell benötigt mit 18 Matlab-Instanzen mit je ca. 16 GB Arbeitsspeicher rund 36 Stunden um ein Modelljahr zu berechnen [274, S. 46].

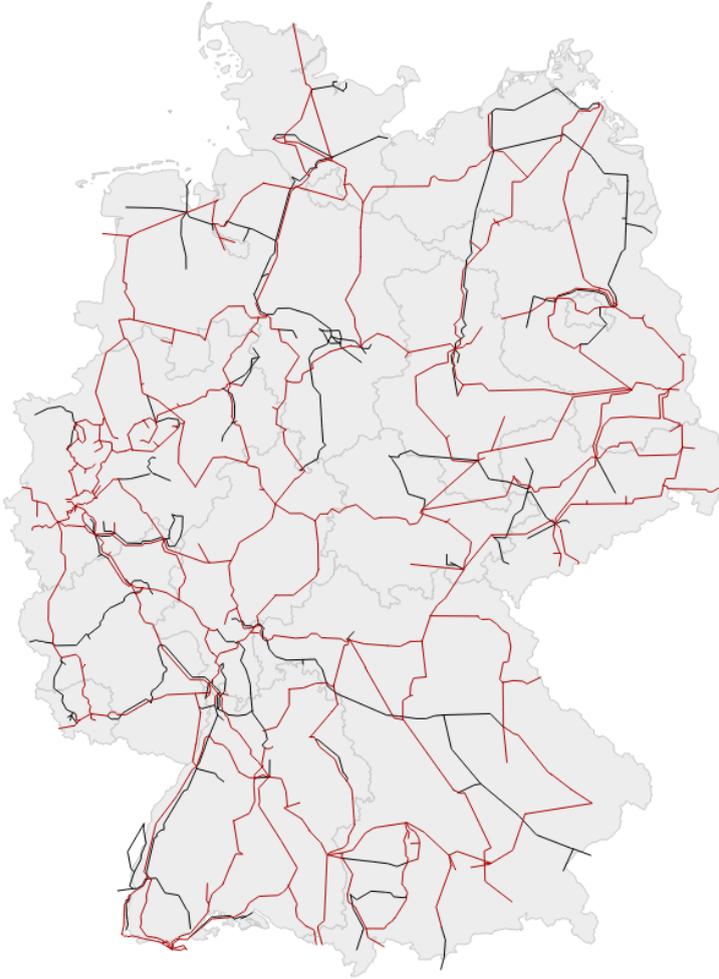


Abbildung 5.19: Verwendetes elektrisches Netz in Modell nach dem Netzentwicklungsplan (2014) [276]. In Rot 380 kV und in Schwarz 220 kV Stromleitungen.

Wesentliche Vorteile und Nachteile der verwendeten Methodik, gegenüber der in der Literatur üblicherweise verwendeten Lastflussrechnung [101, S. 52; 278; 279], sind [274, S. 47]:

- ✓ Keine genauen Informationen über Wirk-/Blindleistungskomponenten nötig.
- ✓ Einfache Integration neuer Leitungen .
- ✓ Integration von Zonalen Preisen.
- × Keine Mindestleistungen bzw. An-/Abfahrbedingungen der konventionellen Erzeuger.
 - Bei Integration der obigen Bedingungen Nichtlinearitäten in der Berechnung.
- × Keine Alternativrouten.
 - Bei Integration der obigen Bedingung erheblich vergrößerte Matrizen.

5.4 Gassektor

Dieses Kapitel beschreibt die hier verwendeten Ansätze zur Modellierung des Gassektors. Aus der Analyse in Kapitel 3.1 geht hervor, dass im Endzustand der Wasserstoffpipeline das Entry-Exit Modell das wesentliche Modell für ein Wasserstoff-Gasmarktdesign darstellt. Zur Umsetzung dieses Gasmarktdesigns ist die modellierte Wasserstoffpipeline der bestimmende Faktor für die Höhe der Entry-Exit-Entgelte. Diese Wasserstoffpipeline wiederum unterscheidet sich je nach gewählter Quelle-Senke-Beziehung erheblich. Zur Bestimmung der Quellen wird das Strommarkt-Modell aus Kapitel 5.3 herangezogen. In diesem können beliebige Ausbauszenarien modelliert und die Standorte der Stromüberschüsse und somit die Standorte der Elektrolyseure bzw. der Quellen für Wasserstoff bestimmt werden. Die Senken bzw. der Wasserstoffverbrauch in den Landkreisen werden mit der in Kapitel 5.4.1 erläuterten Methodik modelliert. Der Aufbau des Wasserstoffpipelinennetzes und der Entry-Exit-Entgelte wird in Kapitel 5.4.2 und 5.4.3 für einen Beispielfall, den des Peak-Wasserstoffverbrauchs, beschrieben.

5.4.1 Wasserstoffverbrauch in den Landkreisen

Dieses Kapitel befasst sich mit der Modellierung des Wasserstoffabsatzes auf Landkreisebene. Diese findet sowohl in dieser als auch in der Arbeit von Tietze (2015) Verwendung [134]. Dazu wird der angenommene Wasserstoffabsatz im Zeitverlauf über zwei Parameter in der Modellierung beeinflusst: Die Anzahl der angenommenen Brennstoffzellenfahrzeuge sowie den Wasserstoffverbrauch je Brennstoffzellenfahrzeug. Die angenommene Entwicklung der Brennstoffzellenflotte orientiert sich an den Ausbaupfaden bis zum Jahr 2033 der H₂-Mobility, wobei deren angegebene Planungsjahre um 2 Jahre in die Zukunft versetzt werden [280-282]. Der maximal zu erreichende Anteil der Wasserstofffahrzeuge am Gesamtbestand wird analog zur GermanHy-Studie (2009) mit 75 % im Jahr 2050 angenommen [108, S.30]. Diese Stützstellen werden über eine S-Kurve gefittet, die den Lebenszyklusverlauf darstellen soll. Die Einordnung der S-Kurve als Sonderform des Lebenszyklus ist Höft (1992) zu entnehmen [283, S. 113 ff.] und die modelltechnische Integration Tietze (2015) [134].

Die jährliche Fahrleistung der Pkw wird auf 14.000 km [284, S. 303] und die Pkw Lebensdauer auf zwölf Jahre [285, S. 50] bestimmt. Aufgrund der erwarteten Kompensation der Marktzuwächse durch zukünftige alternative Mobilitätskonzepte, wie beispielsweise die des CarSharing, wird nicht von einer Zunahme des Gesamtbestandes von ca. 44 Mio. Fahrzeugen aus dem Jahr 2014 ausgegangen [286]. Der angenommene Wasserstoffverbrauch wird linear von 1,1 MJ/km bzw. 0,92 kg pro 100 km im Jahr 2010 auf 0,7 MJ/kg bzw. 0,58 kg pro 100 km im Jahr 2050 extrapoliert⁵³. Dies entspricht der Entwicklung nach der GermanHy-Studie (2009) im Szenario „Moderat“ [108, S.29]. Da bereits heutige Fahrzeughersteller Verbrauchswerte, zum Beispiel Toyota mit dem Mirai, von 0,76 kg/100 km – Innerorts 0,69 kg/100 km und Außerorts 0,8 kg/100 km nach dem Regelwerk der EU2015/45ZY – aufweisen [287], wird dies als eine realistische Entwicklung der Verbräuche angesehen.

Abbildung 5.20 zeigt die aus den Randbedingungen berechneten Stückzahlen der Brennstoffzellenfahrzeuge sowie den daraus resultierenden Wasserstoffbedarf zur Versorgung der

⁵³ Die Auswahl der verbesserten Verbrauchswerte gegenüber denen von beispielsweise Kapitel 2.6 sind auf die aktuelle Entwicklung bestehender Brennstoffzellenfahrzeuge zurückzuführen.

Fahrzeuge. Im Gegensatz zum Verlauf der Stückzahlen der Brennstoffzellenfahrzeuge, mit einer S-Kurve, besitzt der Wasserstoffbedarf einen Peak-Bedarf im Jahr 2052 mit 2,93 Mio. t Wasserstoff und sinkt dann kontinuierlich auf 2,86 Mio. t Wasserstoff im Jahr 2100. Dieser Effekt ist auf die Neuzulassungen der verbrauchsärmeren Brennstoffzellenfahrzeuge zurück zu führen.

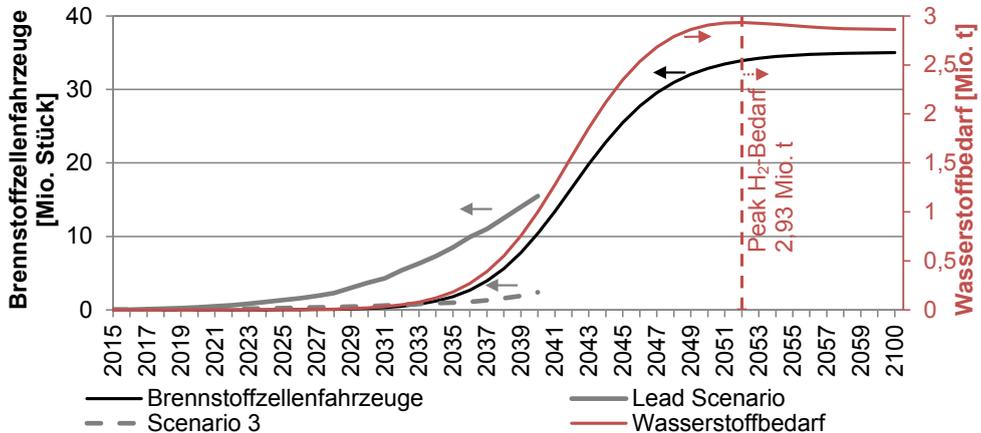


Abbildung 5.20: Anzahl der Brennstoffzellenfahrzeuge im IEK-3 Modell, im Lead Szenario und Szenario 3 nach Keles et al. (2008) [288, S. 4454] sowie jährlicher Wasserstoffverbrauch und Wasserstoff Peak-Bedarf im Modell

Weiterhin ist in Abbildung 5.20 die Anzahl der Brennstoffzellenfahrzeuge nach Keles et al. (2008) für das „Lead Szenario“ und das „Szenario 3“ aufgetragen [288]. Diese berechnen mittels Agenten-basierter Modelle die Wechselwirkungen zwischen der Startinfrastruktur, den Subventionen und den Steuererleichterungen auf die Anzahl der Brennstoffzellenfahrzeuge aus. Die zwei Szenarien setzen sich wie folgt zusammen [288, S. 4451]:

Lead Szenario:

- 500 Wasserstofftankstellen zu Beginn der Transformation in sechs Metropolen: Ruhr-Gebiet, Berlin, Hamburg, München, Stuttgart und Frankfurt.
- Konsumenten sind bereit für eine sogenannte „Grüne Technologie“, womit Brennstoffzellenfahrzeuge gemeint sind, 2000 € mehr im Vergleich zu Benzin- und Diesel-Pkw zu zahlen.
- Zu Beginn keine Mehrwertsteuer auf Brennstoffzellenfahrzeuge.
- Wasserstoff ohne Steuern bis zu 500.000 Brennstoffzellenfahrzeuge.
- Gleiche spezifische Steuern für den Wasserstoff zu Benzin bzw. Diesel ab einer Millionen Brennstoffzellenfahrzeuge.

Szenario 3:

- Im Gegensatz zum „Lead Szenario“ wird in diesem Szenario bereits zu Beginn der Infrastruktur von gleichen Steuern auf Wasserstoff und Benzin bzw. Diesel ausgegangen.
 - Dieses Szenario analysiert also das Fehlen von Steuererleichterungen für den Wasserstoff.

Die Analyse beschränkt sich auf die Jahre 2013 bis 2040. In Abbildung 5.20 zeigt sich daher, dass sich unter den im „Lead Scenario“ angenommenen Bedingungen die Anzahl der Brennstoffzellenfahrzeuge gegenüber dem IEK-3 Modell bereits früher erhöhen könnte. Dies soll zeigen, dass die Entwicklung der Brennstoffzellenfahrzeuge im IEK-3 Modell nicht die obere Bandbreite der möglichen zukünftigen Entwicklungen darstellt.

Die Aufteilung des kumulierten Wasserstoffabsatzes bzw. der Brennstoffzellenfahrzeuge auf die Landkreise erfolgt über die Methodik nach Tietze (2015) [134]. Hierzu werden über die gewichteten Indikatoren:

- Bevölkerungsstand
- Flächenbezogene Bevölkerungsdichte
- Verfügbares Einkommen der privaten Haushalte je Einwohner
- Einwohnerbezogene Pkw-Dichte
- Pkw-Anzahl

auf Landkreisebene die Brennstoffzellenfahrzeuge aufgeteilt. Weiterhin werden die Standorte von 50 Wasserstofftankstellen in Deutschland, die im Rahmen des Clean Energy Partnership bis Ende 2015 aufgebaut werden, vgl. Abbildung 4.1, gesondert berücksichtigt. Hierzu wird der Anschluss der entsprechenden Landkreise in den Einführungsjahren im Modell priorisiert.

Abbildung 5.21 zeigt beispielhaft den Wasserstoffbedarf im Jahr 2040 und im Jahr 2052, dem Jahr mit dem Wasserstoff-Peak, in 402 Landkreisen in Deutschland. Im Jahr 2040 sind die sechs Landkreise mit den größten Wasserstoffbedarfen Berlin, Hamburg, München, Hannover, Köln und der Rhein-Sieg-Kreis mit 26, 17, 16, 12, 10 und 8 Mio. kg. Diese Reihenfolge verändert sich zum Jahr 2052 hin nicht, sondern nur die Höhe des Verbrauchs mit 77, 50, 46, 36, 30 und 22 Mio. kg.

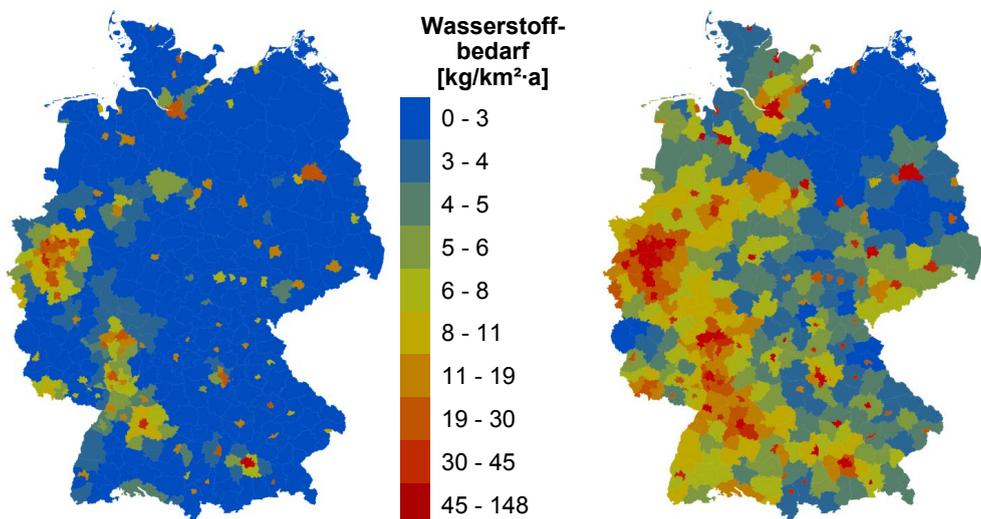


Abbildung 5.21: Wasserstoffbedarf in 402 Landkreisen nach Modell im Jahr 2040 (links) und im Jahr mit dem Peak-Wasserstoffbedarf im Jahr 2052 (rechts)

5.4.2 Wasserstoffpipeline

Die Methodik zur Berechnung der Wasserstoffpipeline orientiert sich an der Methodik von Krieg (2012) [12] bzw. Grüger (2011) [289]. Hier wird der kürzeste Weg zwischen Quellen – Kohlevergasung und Offshore Anlandungspunkten – und Senken – 9.860 Tankstellen – über vorhandene Trassen bestimmt. Die vorhandenen Trassen des Erdgashochdrucknetzes und des Schienennetzes werden dabei als potentielle Routen für das Wasserstoffpipelinennetz genutzt. Ohne diese Inputrouten, würde der kürzeste Weg zwischen Quelle und Senke beispielsweise durch ein Naturschutzgebiet führen [12, S. 153]. Krieg (2012) unterscheidet zwischen Transmissions- und Distributionsnetz [12, S. 148]: Das Transmissionsnetz verbindet die Quellen zu den sogenannten Hubs. Diese Hubs stellen eine Sekundärquelle dar und werden in der Modellierung den Flächenschwerpunkten der 413 untersuchten Landkreise zugeordnet. Mittels einem Dijkstra-Algorithmus werden anschließend die Wegekosten des Transmissionsnetzes minimiert [12, S. 148]. Aufgrund einer Gebietsreform, in der Landkreise zusammengefasst wurden, entsprechen die im Modell von Krieg (2012) hinterlegten 413 Landkreise in dieser Modellierung 402 Landkreisen.

Um eine Vergleichbarkeit der Arbeit von Krieg (2012) und dieser Arbeit herzustellen, wird der Wasserstoffverbrauch der 402 Landkreise aus Kapitel 5.4.1 auf die 413 Landkreise anhand der Fahrzeuge in den entsprechenden Landkreisen aufgeteilt. Dies führt dazu, dass beispielsweise der Landkreis Vorpommern-Greifswald drei Hubs, in den vorherigen Landkreisen Greifswald, Ostvorpommern und Uecker-Randow, in dem entsprechenden Landkreis aufweist.

Im Distributionsnetz wird im Gegensatz zum Transmissionsnetz der direkte Weg zwischen Quelle – den Hubs – und Senke – den Tankstellen – berechnet. Es werden alle Autobahntankstellen direkt und die Tankstellen im Landkreis je berechnetem Bedarf angeschlossen. Sollten die Tankstellen der Autobahnen den Wasserstoffbedarf des Landkreises nicht decken können, werden nach folgender Reihenfolge weitere Tankstellen angeschlossen: Tankstellen auf großstädtischem, städtischem und zum Schluss ländlichem Gebiet. Die Tankstellen werden so angeschlossen, dass sich das günstigste Gesamtnetz ergibt. Sie werden daher im Zweifelsfall nicht immer sternförmig an die Quelle angeschlossen. [289, S. 82] [12, S. 155]. Zur Modellierung wird ein Prime-Algorithmus verwendet, dessen Beschreibung und Integration Grüger (2011) zu entnehmen ist [289].

Die genauen Inputwerte der Modellierung, wie beispielsweise die Kostenfunktion oder die Wasserstoffnachfrage je Landkreis, sind abhängig von dem zu untersuchenden Szenario. Daher wird in Kapitel 6.5.1 die genaue Berechnung der Inputwerte für ein Beispielszenario, nämlich der des Energiekonzeptes aus Kapitel 6, beschrieben.

5.4.3 Entry-Exit-Entgelte

Da eine Entry-Exit-Modellierung für ein Wasserstoffpipelinesystem bisher in der Literatur noch nie umgesetzt wurde, orientiert sich die Methodik an der Berechnung der Entry-Exit-Entgelte an der einer Erdgaspipeline nach KEMA (2012) bzw. BGW (2007) [290, S. 119; 291]. Hier wird eine vereinfachte physikalische Topologie des Erdgas-Gasfernleitungsnetzes erstellt und genutzt. Die Verteilung der Kosten auf die Pipelinesegmente wird mittels des Ansatzes der Ersatzkosten bestimmt. KEMA (2012) favorisiert dieses Verfahren gegenüber der Bestimmung der direkten Zuordnung der Erlöse [290, S. 122]. Bei dem Ansatz der Ersatzkosten werden die Wiederbeschaffungskosten mittels Verteilschlüsseln als zulässige Umsätze der Pipelinesegmente bestimmt. Beträgt beispielsweise der Wiederbeschaffungswert eines Pipelinesegmentes 10 % des gesamten Wasserstoffpipelinesnetzes, dann ist dessen zulässiger Erlös dementsprechend 10 % des Gesamterlöses. Zur Berechnung der Stückkosten werden die zulässigen Erlöse je Leitungsabschnitt durch die Spitzenlast des Leitungsabschnittes dividiert. Folglich entsprechen die Kosten für den Transport eines Kubikmeters Wasserstoff den Stückkosten dieses Abschnitts. Da Teilabschnitte der Pipeline weder über einen Ein- noch über einen Ausspeisepunkt verfügen, entsprechen die Stückkosten nicht gleich den Entry-Exit-Entgelten. Diese Teilabschnitte könnten beispielsweise zwei benachbarte Abschnitte mit Gas versorgen. Daher müssen diese entsprechend auf beide Nachbarn mittels eines Schlüssels umgelegt werden. [290, S. 122 ff.]

KEMA (2012) erstellt dazu zuerst eine Stückkostenmatrix $[A]$, deren Zeilenlänge der Anzahl der Ausspeisepunkte und deren Spaltenlänge der Anzahl der Einspeisepunkte entspricht. Beispielsweise beschreibt der Wert $a_{1,4}$ der Matrix $[A]$ die individuellen Stückkosten von dem Einspeisepunkt 1 zu dem Ausspeisepunkt 4 als Summe der gesamten Wegekosten. Nach KEMA (2012) sollten die Entry-Exit-Tarife den für die Transportroute entsprechenden Kosten so nah wie möglich kommen. Daher wird in der Methodik von KEMA (2012) die Summe der quadratischen Abweichungen zwischen den Entry- und Exit-Tarifen und den entsprechenden Werten der Matrix $[A]$ minimiert. Gleichzeitig muss eine Nebenbedingung, nämlich dass die Entry- und Exit-Tarife größer null sind, erfüllt sein [290, S. 124 ff.]. In der hier entwickelten Methodik werden die Entry-Exit-Entgelte auf Landkreisebene bestimmt, somit beträgt die maximale Größe der Stückkostenmatrix 402 mal 402. Dies entspricht der Anzahl der Landkreise in Deutschland. Es werden nur die Kosten des Transmissionsnetzes in den Entry-Exit-Entgelten berücksichtigt. Somit sind für den Bezug des Wasserstoffs an der Tankstelle die Entry-Exit-Entgelte von der Quelle zu dem Hub auf Landkreisebene sowie die Kosten des Transports zur Tankstelle beispielsweise per Distributionsnetz zu zahlen.

Je nach unterstellten Standorten der Elektrolyseure, vgl. Kapitel 6.4.1, oder verwendeter Wasserstoffabsatzprofile auf Landkreisebene, vgl. Kapitel 5.4.1, ergeben sich unterschiedliche Stückkostenmatrizen. Bei beispielsweise 15 Landkreisen mit Elektrolyseleistungen und 300 Landkreisen mit einem Wasserstoffabsatz ergibt sich eine Stückkostenmatrix mit 300 Zeilen und 15 Spalten. Die Werte innerhalb der Matrix sind die Gesamtstückkosten von Einspeise- zu Ausspeisepunkt.

Die genaue Ausgestaltung der Methodik, beispielsweise der Umlage der Wiederbeschaffungskosten mittels Verteilschlüsseln, sollte je nach unterstelltem Szenario auf die entsprechenden Rahmenbedingungen angepasst werden. Daher wird in Kapitel 6.5.3 die genaue Berechnung der Entry-Exit-Entgelte für das Energiekonzept aus Kapitel 6 beschrieben.

5.5 Diskussion der Modellierung

Dieses Kapitel fasst die gewählte Methodik zur Modellierung und die wesentlichen Ergebnisse aus Kapitel 5 zusammen und diskutiert diese. Wesentliche Kernelemente sind die folgenden:

- Es gab bisher kein Modell, welches den Strom- und Gassektor – Wasserstoff zur Versorgung des Straßenverkehrs mittels Pipeline – hoch aufgelöst abbildet.
- Der Stromsektor wird über ein gemeindeaufgelöstes Modell zur Berechnung der Residuallast abgebildet:
 - Alle erneuerbaren Energien können individuell je nach Szenario ausgebaut werden.
 - Die konventionellen Kraftwerke sind nach ihrem aktuellen Stand hin abgebildet.
 - Es wird das elektrische Höchstspannungsnetz zum Stromtransport berücksichtigt.
- Der Strommarkt bzw. die Strompreise können über drei Marktdesigns abgebildet bzw. abstrahiert werden:
 - Modell der „Kupferplatte“ wie im aktuellen Strommarktdesign.
 - Modell der zonalen Preise auf Landkreisebene.
 - Stromgestehungskosten der onshore Windenergieanlagen.
- Der Gassektor wird über ein landkreisaufgelöstes Modell zur Wasserstoffnachfrage je Landkreis und ein Modell zur Berechnung einer Wasserstoffpipeline abgebildet:
 - Der Wasserstoffverbrauch richtet sich nach Indikatoren wie beispielsweise der Pkw-Neuzulassungsrate und technischen Kennzahlen wie beispielsweise dem Wasserstoffverbrauch der Brennstoffzellenfahrzeuge.
 - Die Wasserstoffpipeline besteht aus einem Transmissions- und Distributionsnetz. Das Transmissionsnetz versorgt jeden Landkreismittelpunkt über sogenannte Hubs mit Wasserstoff. Dieser Wasserstoff wird mittels Distributionsnetz von den Hubs zu den anzuschließenden Tankstellen je Landkreis transportiert.
- Der Gasmarkt berücksichtigt die Entry-Exit-Entgelte der Wasserstoffpipeline.

Diese Ergebnisse sind auf folgende Analysen zurückzuführen:

In Kapitel 5 wurden die Methodik zur Marktdesign-Modellierung auf der Grundlage von Marktanalysen aus Kapitel 2 und 3 beschrieben. Aus den Share- und Stakeholder Analysen in Kapitel 4 werden die Kapitalkosten als Inputwert für die Monte-Carlo-Simulation in Kapitel 7 verwendet.

In **Kapitel 5.1** wurde der aktuelle Stand der Modellierung eines Strom- und Gassektors in der Literatur beschrieben. Ausgehend von dieser Analyse zeigte sich der Bedarf nach einem Modell, welches sowohl den Strom- als auch den Gassektor detailliert abbildet. Unter Gassektor wird dabei eine Wasserstoffinfrastruktur zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs über eine Pipeline verstanden. Dabei gibt es durchaus Modelle, welche entweder den Strom- oder den Gassektor abbilden. Dem Autor ist jedoch kein Modell bekannt, welches – wie in dieser Arbeit umgesetzt – beide Sektoren vereint.

In **Kapitel 5.2** wurde das Gesamtmodell mit den Teilmodellen Stromsektor, Gassektor, Share- und Stakeholder Zinssätze und der Monte-Carlo-Simulation umrissen.

Der Stromsektor wird zur Berechnung der Residuallast sowie zur Bestimmung der Stromkosten der Elektrolyseure verwendet. Dazu wurden drei Verfahren integriert: Ein Strommarktmodell angelehnt an das jetzige Strommarktmodell in Deutschland, welches den konventionellen Kraftwerkspark nutzt und von einer Kupferplatte ausgeht. Ein Strommarktmodell, welches auf Landkreisebene unter Berücksichtigung eines elektrischen Netzes zonale Strompreise bestimmt. Ein Kostenmodell, welches die Stromgestehungskosten jeder onshore Windenergieanlage im Modell berechnet.

In der Modellierung des Gassektors wird eine Wasserstoffpipeline verwendet. Daher wurde auf Grundlage der Analysen in Kapitel 3.2.2 ein Entry-Exit-Modell in der Modellierung des Gassektors verwendet. Weiterhin wurden die benutzte Software- und Systemumgebung mit QGIS, Matlab, @Risk und MSSQL vorgestellt.

In **Kapitel 5.3** wurden das Teilmodell „Stromsektor“ des Gesamtmodells aus Kapitel 5.2 detailliert beschrieben. Dieses dient zur Abstrahierung der verwendeten Strommarktmodelle: Kupferplatte und zonales Strommarktmodell. Hierzu wurde die Methodik der einzelnen Modelle: Lastmodell, Onshore- und Offshore-Windenergie, Photovoltaik, Wasserkraft, Biomasse, Im- und Export, konventioneller Kraftwerkspark und das elektrische Netz erläutert. Mit diesen Modellen ist es möglich, die stündliche Residuallast in 11.268 Gemeinden zu berechnen. Ausgehend von der gewählten Methodik können diese Daten anschließend beispielsweise auf Landkreis- oder Bundeslandebene bzw. auf Monats- oder Quartalsebene aggregiert werden. Die stündliche Summe der Residuallast auf Deutschlandebene fließt als Inputwert in das Strommarktmodell der Kupferplatte und die stündliche Summe der Residuallast auf Landkreisebene als Inputwert in das zonale Strommarktmodell. Hierzu wird weiterhin der Stromtransport mittels des elektrischen Netzes berücksichtigt.

In **Kapitel 5.4** wurde das Teilmodell „Gassektor“ des Gesamtmodells aus Kapitel 5.2 erläutert. Der Gassektor wird dabei als Wasserstoffmarkt zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff über eine Pipeline verstanden. Dazu wurde das Modell zur Berechnung des Wasserstoffverbrauchs der Brennstoffzellenfahrzeuge auf Landkreisebene sowie die Modellierung der Wasserstoffpipeline beschrieben. Diese Modelle werden als Inputparameter für das Modell zur Berechnung der Entry-Exit-Entgelte verwendet.

Die beschriebene Modellierung des Strom- und Gassektors wird beispielhaft in **Kapitel 6** für ein erstelltes Energiekonzept verwendet. Da die Berechnung der Wasserstoffpipeline und

der Entry-Exit-Entgelte maßgeblich von den gewählten Kostendaten bzw. Standorten der Quellen abhängen, werden diese in Kapitel 6.5 für das aufgestellte Energiekonzept konkretisiert.

Die Monte-Carlo-Simulation als Bestandteil des Gesamtmodells wird in **Kapitel 7** theoretisch beschrieben und als Beispiel auf das Energiekonzept aus Kapitel 6 angewandt. Als ein Inputwert dienen dabei unter anderem die Share- und Stakeholder Zinssätze aus den Berechnungen von Kapitel 4.4.1.

6 Energiekonzept

In diesem Kapitel wird unter Verwendung der in Kapitel 5 entwickelten Modellierung ein Beispielszenario in **Kapitel 6.1** aufgestellt und beschrieben. Dieses Beispielszenario, welches sich an dem von Stolten et al. entwickelten Energiekonzept orientiert [11; 17] wird in **Kapitel 6.2** sowohl bilanziell als auch örtlich und zeitlich hinsichtlich der Residualenergie und somit der Stromüberschüsse analysiert. Hierbei zeigt insbesondere die örtliche und zeitliche Analyse den hohen Detaillierungsgrad der verwendeten Modellierung. In **Kapitel 6.3** werden zwei Verfahren zur Preisbestimmung des Überschussstromes in Deutschland angewandt: Stromgestehungskosten der onshore Windenergieanlagen sowie zonales Strompreismodell. In **Kapitel 6.4** werden ausgehend von den Analysen in Kapitel 6.2 die Elektrolyseurstandorte, deren installierte Leistungen und Strompreise zur Versorgung des Straßenverkehrs mit Wasserstoff bestimmt und beispielsweise anhand von Histogrammen analysiert. In **Kapitel 6.5** wird für die Parameter des erstellten Energiekonzeptes eine Wasserstoffpipeline sowie deren Entry-Exit-Entgelte berechnet und ausgewertet. In **Kapitel 6.6** werden mit den berechneten Daten die Vor-Steuer-Wasserstoffgestehungskosten an der Tankstelle für drei Szenarien bestimmt. Diese Szenarien orientieren sich an der Bandbreite der berechneten Kosten, beispielsweise der Kosten für die Wasserstoffpipeline. In **Kapitel 6.7** werden die wesentlichen Ergebnisse zusammengefasst und diskutiert.

Die Analyse der Histogramme in Kapitel 6.4 sowie die drei Szenarien aus Kapitel 6.6 bilden unter anderem die Grundlage der Inputverteilungen für die Monte-Carlo-Simulation in Kapitel 7.

6.1 Beschreibung Energiekonzept

Dieses Kapitel beschreibt den Aufbau des neuen Energiekonzeptes, welches eine Erweiterung des IEK-3 Energiekonzeptes aus Kapitel 1.1 darstellt. Es geht von einem erhöhten Zubau von erneuerbaren Energien aus und lässt sich in den Zeitraum der Jahre 2050 bis 2060 unter Verfolgung der Ziele der Bundesregierung einordnen. Dazu wird das von Stolten et al. entwickelte Konzept [11; 17] auf Gemeindeebene aufgelöst, an neue Rahmenbedingungen angepasst sowie um einzelne Punkte erweitert:

- Die installierte PV Leistung wird von 25 GW auf 55 GW erhöht:
 - Dies entspricht ca. der mittleren installierten Leistung im Jahr 2050 in neun untersuchten Studien bzw. Szenarien [292].
 - Die Verteilung der installierten Leistungen in Deutschland ist Abbildung 5.10 zu entnehmen.
- Die installierte Offshore-Windleistung wird von 70 GW auf ca. 60 GW reduziert:
 - Dies entspricht der Leistung aller genehmigten, beantragten in der Konzeptplanung, im Bau oder in Betrieb befindlichen Offshore- Windenergieanlagen, vgl. Kapitel 5.3.3.
 - Die Methodik umfasst alle Verluste wie beispielsweise die Gleichrichterverluste, vgl. Kapitel 5.3.3

- Die installierte Onshore-Windleistung bleibt mit 170 GW unverändert:
 - Im Anhang L sind alternativ mehrere Ausbaupfade analysiert.
 - Die Standorte der WEA werden über die Standortqualitäten aus dem Jahr 2006 modelliert, vgl. Abbildung 6.12. Dies führt zu schlechteren durchschnittlichen Volllaststunden im Vergleich zu den energieoptimierten Standorten.
- Die installierte Wasserkraft- und Biomasseleistung wird an das Jahr 2013 angepasst:
 - Die Beschreibung ist Kapitel 5.3.5 und 5.3.6 zu entnehmen.
- Weiterhin wird das Energiekonzept um folgende Punkte erweitert:
 - Im- und Exporte, vgl. Kapitel 5.3.7.
 - Konventioneller Kraftwerkspark, vgl. Kapitel 5.3.8.
 - Das deutsche elektrische Netz (220 und 380 kV), vgl. Kapitel 5.3.9

Grundlage der Analyse ist das Jahr 2013, da dieses im Vergleich zu anderen Jahren geringere Windenergieeinspeisungen, vgl. Tabelle L.1, sowie einen hohen Stromverbrauch aufweist, vgl. Abbildung 6.1. Dies führt dazu, dass bei günstigeren Bedingungen beispielsweise höherer Windenergieeinspeisung oder geringerem Stromverbrauch, die Überschussenergie steigt und die Analyse des Überschussstromes im gewählten Jahr daher den worst-case bei gleicher installierter Leistungen abbildet.

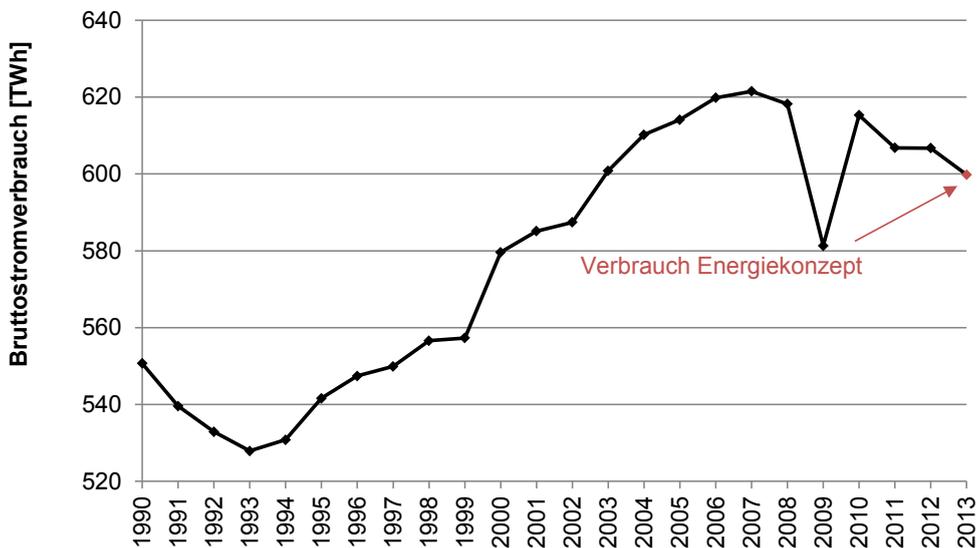


Abbildung 6.1: Bruttostromverbrauch in Deutschland in den Jahren 1990 bis 2013, Daten aus [26]

Abbildung 6.2 fasst die installierten Leistungen, die durchschnittlichen Volllaststunden sowie die Energiebereitstellung zusammen. An der Energiemenge von insgesamt Onshore und Offshore ca. 580 TWh lässt sich das von der Windenergie geprägte Energiekonzept ablesen. Hier sind auch die geringen Volllaststunden der PV zu erkennen. Während die Offshore-Windenergie, im Vergleich zur PV, nur ca. 4 GW an installierter Leistung mehr besitzt, ist deren Energiebereitstellung um ca. den Faktor 5 größer.

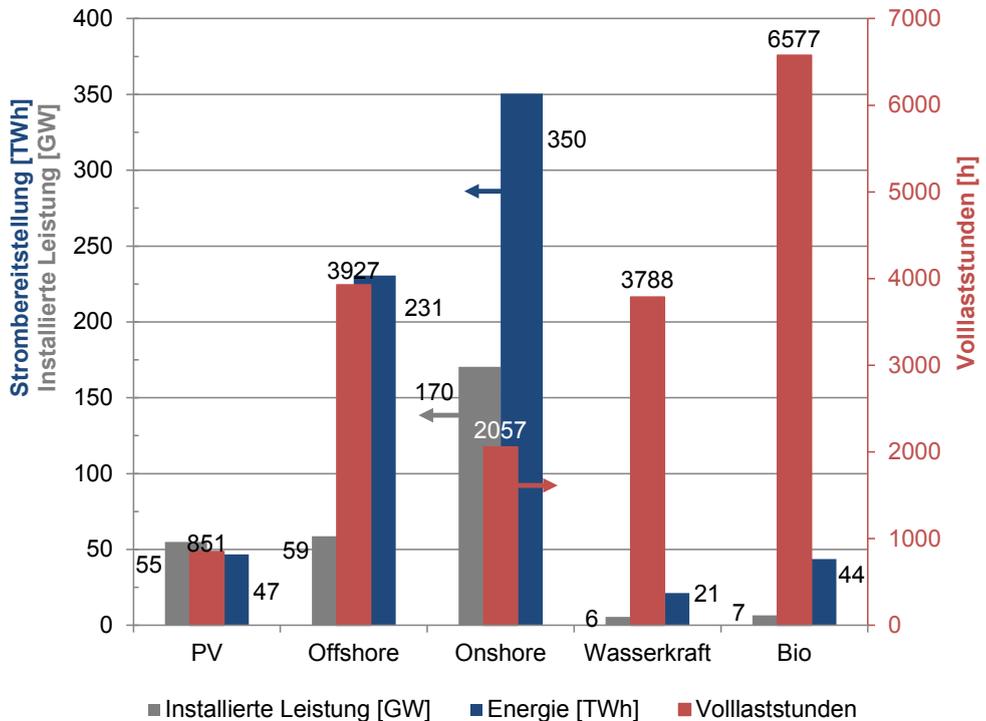


Abbildung 6.2: Modellierte installierte Leistung, durchschnittliche Volllaststunden und Energie im Energiekonzept auf Grundlage der Wetter- und Verbrauchsdaten aus dem Jahr 2013

6.2 Analyse der Residualenergie

Dieses Kapitel analysiert bilanziell sowie örtlich und zeitlich die Residuallast mit der installierten Leistung aus Abbildung 6.2 und den Last- und Wetterdaten aus dem Jahr 2013.

6.2.1 Bilanzielle Analyse der Residualenergie

Dieses Kapitel analysiert den Überschussstrom der aus dem neuen Energiekonzept entstehenden Annahmen. Der ggf. entstehende Überschussstrom ergibt sich über die Ermittlung der Residualenergie. Hierzu wird zunächst von dem Stromverbrauch von 528 TWh die Stromerzeugung, vgl. Abbildung 6.3 (links), aus den erneuerbaren Energien abgezogen. Unter der Annahme eines perfekten Netzes, also der sogenannten „Kupferplatte“ und perfekten Speicher bleiben 165 TWh Überschussstrom bzw. negative Residualenergie übrig, vgl. Abbildung 6.3 (zweite von links). Von diesem Wert können 45 TWh Export hinzugefügt und 28 TWh Import abgezogen werden. Somit ergibt sich bilanziell ein Überschussstrom von 148 TWh. Dieser in der Realität aufgrund begrenzter Transport- und Speicherkapazitäten nie anzutreffende Wert stellt somit ein unrealistisches Optimum dar. Dies verdeutlicht, warum ein zeitlich und örtlich hoch aufgelöstes Modell zur realitätsnahen Bestimmung von Überschussstrom notwendig ist.

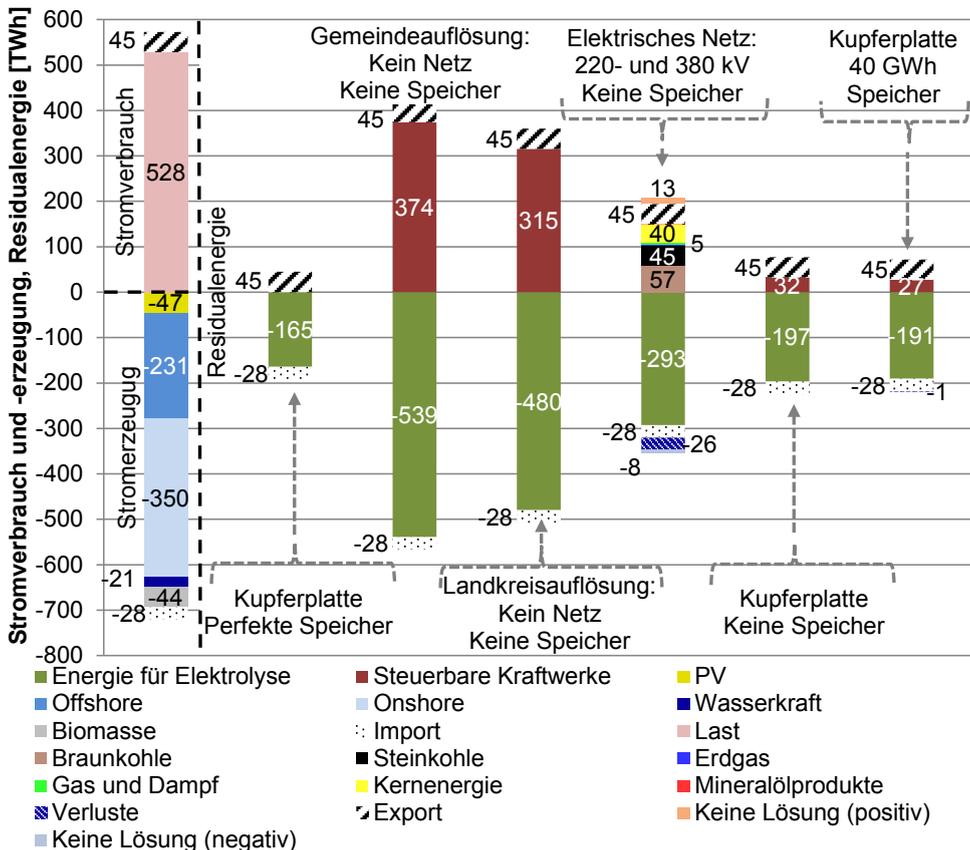


Abbildung 6.3: Residualenergie, Stromverbrauch und -erzeugung bei unterschiedlichen Rahmenbedingungen

Die auf Gemeindeebene stündlich berechnete Residualenergie ohne Speicher und Netz ergibt in Summe 374 TWh positive und 539 TWh negative Residualenergie, vgl. Abbildung 6.3 dritte von links. Dies bedeutet, dass außerhalb der jeweiligen Gemeinde kein Strom von anderen Gemeinden im- oder exportiert wird. Auch ist es der jeweiligen Gemeinde nicht möglich, Strom von einer Stunde zu speichern und in einer anderen Stunde zu nutzen. Die Summe über die positive und negative Residualenergie sowie über Im- und Exporte ergibt wieder, wie aus der Analyse eines perfekten Netzes und perfekter Speicher, 148 TWh Überschussstrom.

Werden die Gemeinden zu den entsprechenden Landkreisen aufsummiert, minimiert sich die positive Residualenergie auf 315 TWh und die negative auf 480 TWh, vgl. Abbildung 6.3 (vierte von links). Auch wenn auf Landkreisebene keine Speicher vorhanden sind und es kein Netz zwischen den Landkreisen gibt, ist nun in den Gemeinden eines Landkreises von einer „Kupferplatte“ auszugehen. Dies verdeutlicht beispielsweise den Effekt stark vermaschter Verteilnetze. Auch hier ergibt die Summe 148 TWh.

Die stündliche Residuallast auf Gemeindeebene, welche zur Landkreisebene aufsummiert wird, stellt die Grundlage für den Stromtransport mit dem deutschen 220 und 380 kV Netz dar. Hierzu werden die beschriebene Methodik aus Kapitel 5.3.9 und das Beispiel des Kraftwerksparks aus Kapitel 5.3.8 verwendet, der sich bis zum Jahr 2050 deutlich verändern wird. Da jeder Umbau des Kraftwerksparks entsprechend begründet und mit Annahmen versehen werden muss, wird dadurch der mögliche Szenarioraum vergrößert. Um dies zu vermeiden, wird der Kraftwerkspark unverändert übernommen. Die Analyse der Residuallast mit dem aktuellen Kraftwerkspark zeigt daher potentielle Netzengpässe auf oder die notwendigen Anpassungen des heutigen Kraftwerksparks. Terjung (2015) analysiert aber beispielsweise mit dem Modell die Auswirkungen des deutschen Kernenergieausstiegs [252].

Das Modell findet in insgesamt 8760 h 209 mal keine Lösung, dies entspricht 2,4 % der Fälle. Die positive Residualenergie, in der keine Lösung gefunden werden konnte, beträgt 13 TWh und die negative 8 TWh, vgl. Abbildung 6.3 (fünfte von links). Dies entspricht 6,3 % bzw. 2,3 % der positiven bzw. negativen Residualenergie und kann daher, insbesondere positiv, nicht vernachlässigt werden. Daher werden die Energiemengen, in denen keine Lösung gefunden werden konnte, berücksichtigt, indem die Zeitpunkte ohne elektrisches Netz denen mit elektrischem Netz gleich gesetzt werden. Die Analyse der positiven und negativen Residuallasten, in denen keine Lösung gefunden werden konnte, deutet auch darauf hin, dass insbesondere in Starklast-Fällen keine Lösung mit dem elektrischen Netz gefunden werden kann. Das N-1 Kriterium des elektrischen Netzes wird 705 mal verletzt. Es werden insgesamt 26 TWh an Verlusten berechnet was grundsätzlich der Größenordnung, von 8,5 bis 12 TWh an Verlustenergie im Übertragungsnetz, nach DENA (2010) entspricht [251, S. 298].

Insgesamt wird, in den Fällen in denen eine Lösung gefunden wurde, eine positive Residualenergie von 147 TWh berechnet. Diese werden zu 40 TWh aus Kernenergie, zu 5 TWh aus Gas- und Dampf (GuD), zu 45 TWh aus Steinkohle und zu 57 TWh aus Braunkohle bereitgestellt. Die Exporte setzen sich aus dem gleichen Verhältnis zusammen. Dies zeigt die weiterhin hohe Abhängigkeit von konventionellen Energieträgern mit dem jetzigen elektrischen Netz und ohne Betrachtung irgendwelcher Speichertechnologien. Die Zusammensetzung der positiven Residualenergie verändert sich je modelliertem Kraftwerkspark, wobei die Summe der Residuallast dadurch unverändert bleibt.

Die negative Residualenergie, in der eine Lösung gefunden wurde, beträgt 293 TWh. Unter der Berücksichtigung der Zeiten, in denen keine Lösung gefunden wurde, ergibt sich eine negative Residualenergie von 301 TWh. Mit den Importen von 28 TWh ist somit eine negative Residualenergie von 329 TWh möglich. Die Verluste werden in der negativen Residualenergie berücksichtigt, damit die Bilanzsumme wieder 148 TWh ergibt.

Durch einen weiteren Ausbau des heutigen Netzes können weitere Strommengen aus EE integriert werden und somit die positive Residualenergie reduzieren. Die Grenze des möglichen Netzausbaus stellt dabei die in der Realität nie zu erreichende Kupferplatte dar, vgl. Abbildung 6.3 (fünfte von links). Daher liegt die Spannweite, ohne Berücksichtigung von Im- und Exporten, zusätzlicher Netzausbaumaßnahmen zur Reduzierung der negativen Residualenergie in der Größenordnung von ca. 100 TWh (301 - 197 TWh) und positiv von ca. 154 TWh (186 - 32 TWh).

Mit einer Kupferplatte und Speichern von 40 GWh, vgl. Abbildung 6.3 (rechts), sind 219 TWh (191 + 28 TWh) Überschussstrom vorhanden. Die positive Residualenergie hat sich auf 72 TWh (45 + 27 TWh) verringert bei Speicherverlusten von 1 TWh.

Die Analyse des Überschussstromes hat gezeigt, dass unter den installierten Leistungen und den Rahmenbedingungen des Energiekonzeptes aus Kapitel 6.1, selbst unter der Betrachtung einer Kupferplatte und 40 GWh Speichern, 219 TWh an Überschussstrom für beispielsweise die Elektrolyseure zur Verfügung stehen.

Da anhand einer Kupferplatte keine regionalen Unterschiede mehr festzustellen sind, wird zur regionalen Analyse das Szenario auf Gemeindeebene, auf Landkreisebene und nach dem 220 und 380 kV Netz und ohne Speicher, vgl. Abbildung 6.3 (dritte bis fünfte von links), im folgenden Kapitel örtlich und zeitlich analysiert.

6.2.2 Örtliche und zeitliche Analyse der Residualenergie

Neben der bilanziellen Analyse, die Informationen über die Höhe des Überschussstromes in Summe angibt, ist insbesondere eine örtliche und zeitliche Analyse zur Lokalisierung und Quantifizierung der Stromüberschüsse notwendig. Hierzu wird das entwickelte Modell genutzt, welches die stündliche Residuallast in 11.268 Gemeinden in Deutschland berechnet.

Örtliche Analyse

Die resultierende Residualenergie auf Gemeindeebene ohne Berücksichtigung von Im- und Exporten, vgl. Abbildung 6.4 (oben links), zeigt die Standorte der Stromüberschüsse. Diese sind beispielsweise in Nord-West Deutschland in den Gemeinden Büttel, Stadland, Wilhelmshaven, Cloppenburg, Bad-Bramstedt und Heede, mit in Summe von alleine 133 TWh, zu finden. Dies wurde soweit erwartet, da sich beispielsweise in Cloppenburg Offshore-Anlandungspunkte aus der Nordsee befinden. Die größten positiven Residualenergien sind in den Städten Frankfurt am Main, Düsseldorf, Köln, Hamburg, Berlin und München mit in Summe von 66 TWh.

Die kumulierte Residualenergie auf Landkreisebene ohne elektrisches Netz und mit Im- und Exporten ist in Abbildung 6.4 (unten links) zu sehen. In Jahressumme haben insgesamt 195 von 402 Landkreisen eine negative Residualenergie. Die größten negativen Residualenergien, sind analog zu denen auf Gemeindeebene, in den Landkreisen Wesermarsch, Steinburg, Cloppenburg, Segeberg, Emsland und Wilhelmshaven, mit in Summe von 159 TWh, zu

sehen. Die höchste positive Residualenergie ist den Städten analog zu denen auf Gemeindeebene.

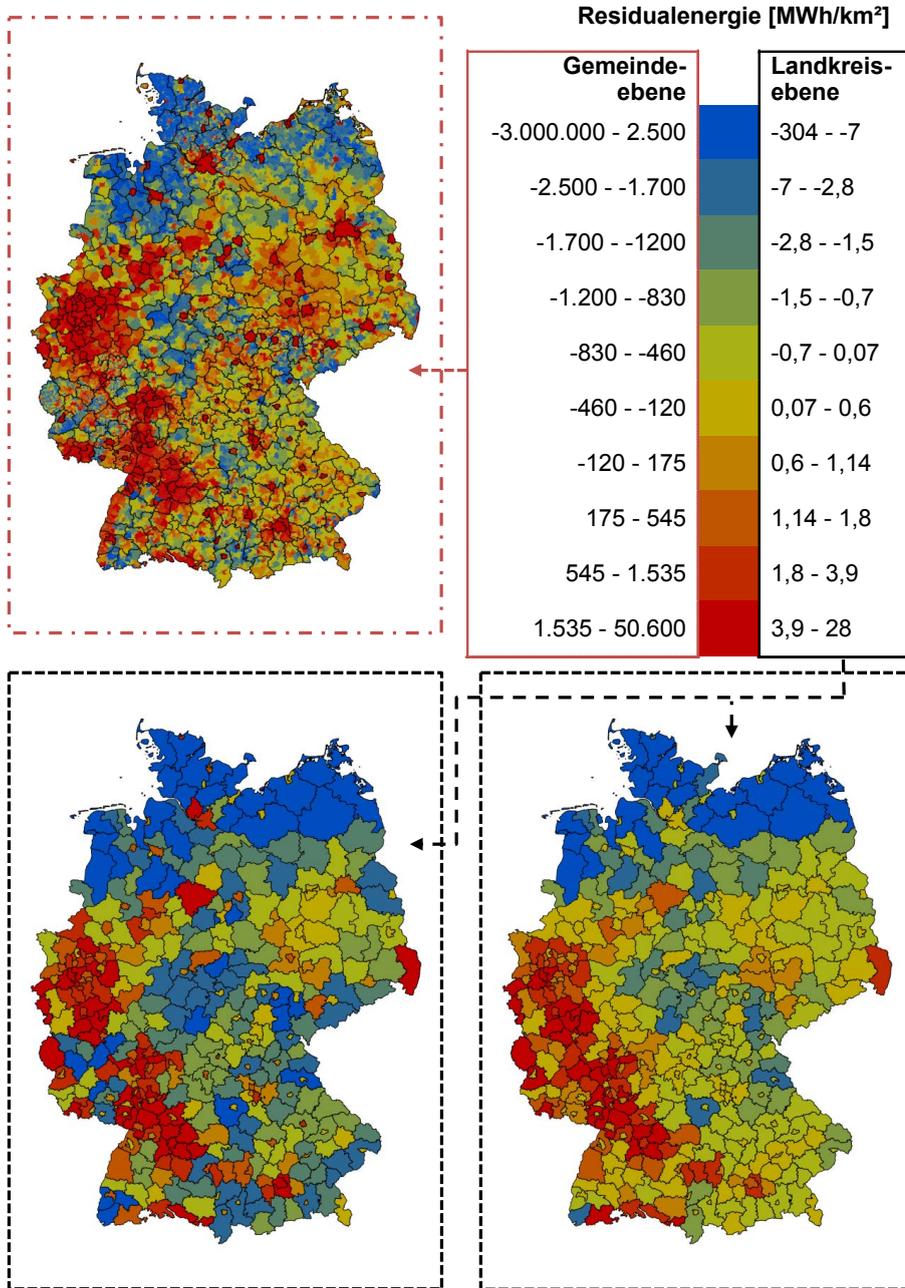


Abbildung 6.4: Residualenergie auf Gemeindeebene ohne elektrisches Netz (oben links), auf Landkreisebene ohne elektrisches Netz (unten links) und auf Landkreisebene mit elektrischem Netz (unten rechts) des Energiekonzeptes

Die Anzahl der Landkreise mit negativer Residualenergie verringert sich unter Berücksichtigung des elektrischen Netzes, von vormals 195 auf 136. Insbesondere die Gebiete innerhalb Deutschlands, beispielsweise in Hessen, transportieren deren negative Residualenergien zu Landkreisen mit positiven Residualenergien. Auch die Summe der sechs größten Landkreise mit negativer Residualenergie verringert sich auf 141 TWh, im Vergleich zu vormals 159 TWh. Dennoch bestehen im Norden Deutschlands weiterhin erhebliche Stromüberschüsse, die nicht über das elektrische Netz transportiert werden können.

Abbildung 6.5 zeigt die Residualenergie mit und ohne elektrisches Netz auf Bundeslandebene. Die größten negativen Residualenergien mit elektrischem Netz liegen mit ca. 170 TWh, 64 TWh und 50 TWh in den nördlichen Bundesländern Niedersachsen, Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern. Diese werden unter dem Begriff der Überschuss-Bundesländer subsumiert. Die größten positiven Residualenergien mit ca. 80 TWh, 25 TWh und 16 TWh sind in Nordrhein-Westfalen, Baden-Württemberg und Rheinland-Pfalz, welche daher als „Defizit-Bundesländer“ bezeichnet werden. Die übrigen zehn Bundesländer besitzen weniger positive oder negative Residualenergien und werden daher als „Neutrale-Bundesländer“ eingestuft. Die Grundtendenz zwischen mit und ohne elektrisches Netz lässt sich wie folgt zusammenfassen: Bei einer negativen oder positiven Bilanz der Residualenergie wird diese kleiner mit als ohne elektrisches Netz. Ausnahmen bilden Bayern, Hessen und Rheinland-Pfalz. Hier ist die positive Residuallast mit elektrischem Netz höher als ohne. Dies liegt darin begründet, dass die negative Residuallast in Zeiten auftritt, in denen diese in andere Bundesländer transportiert werden kann.

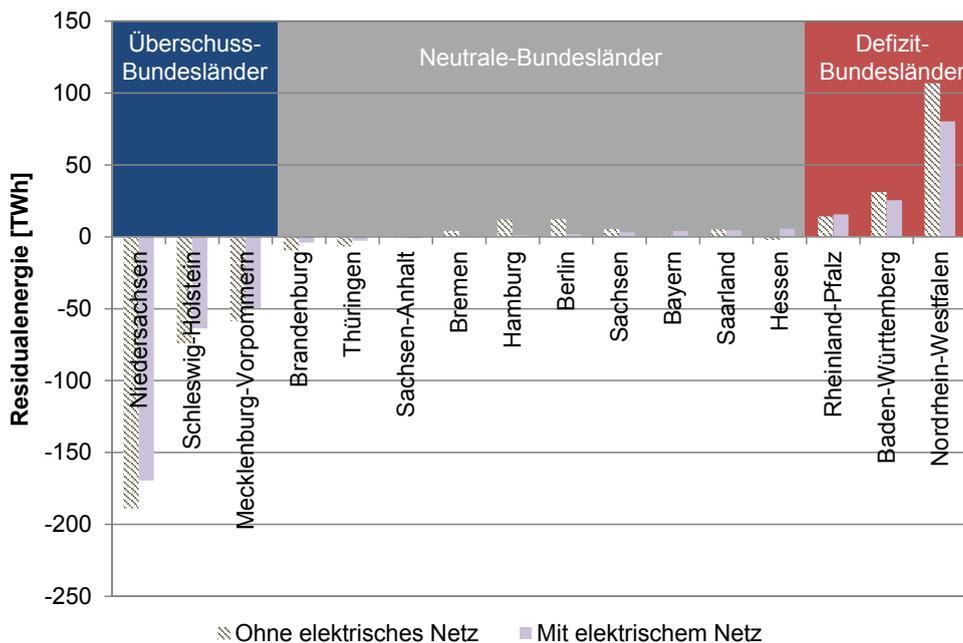


Abbildung 6.5: Residualenergie mit und ohne elektrisches Netz auf Bundesebene

Abbildung 6.6 zeigt die Verteilung der erneuerbaren Energien aus eigenem Landkreis, aus anderen Landkreisen mittels elektrischen Netzes und aus konventioneller Erzeugung auf Landkreisebene. Zu sehen ist, dass nahezu jeder Landkreis aus den erneuerbaren Energien des eigenen Landkreises versorgt werden kann. Ausnahmen sind beispielsweise die Städte Hamburg, Rostock und Lübeck, die nahezu komplett aus erneuerbaren Energien aus anderen Landkreisen mittels elektrischem Netz versorgt werden. Im Bundesland Nordrhein-Westfalen sind, im Gegensatz zum Großteil der restlichen Bundesländer, die Landkreise hauptsächlich durch die konventionelle Erzeugung geprägt.

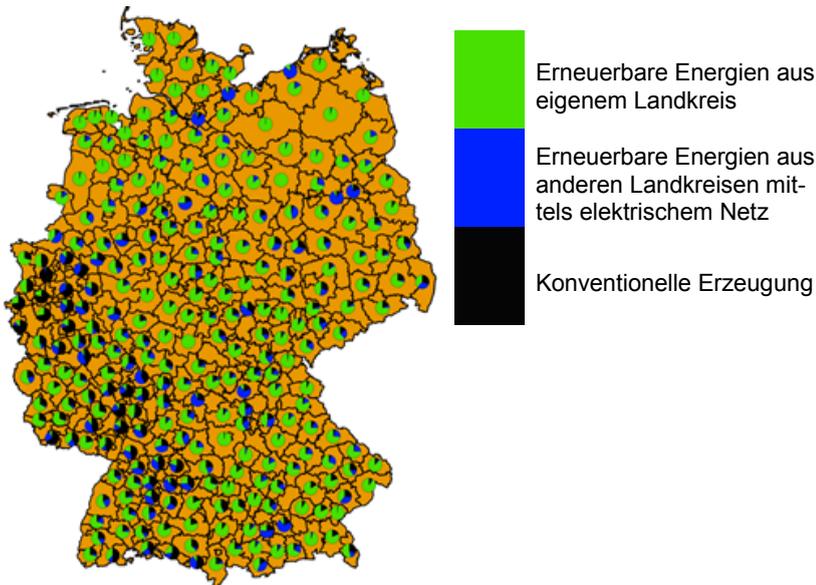


Abbildung 6.6: Verteilung der Erneuerbaren Energien aus eigenem Landkreis, aus anderen Landkreisen mittels elektrischem Netz und aus konventioneller Erzeugung auf Landkreisebene im untersuchten Energiekonzept

Zeitliche Analyse

Abbildung 6.7 zeigt die stündliche Residuallast in 402 Landkreisen in Deutschland mit elektrischem Netz. Die Landkreise sind entsprechend ihrer zugehörigen Bundesländer alphabetisch aufsteigend und die einzelnen Stunden monatlich aufsteigend sortiert. Die Residuallast ist nach ihrer Höhe farblich kodiert. In Baden-Württemberg besitzen beispielsweise zwei Landkreise, Stuttgart und Waldshut, mit 4645 bzw. 2641 Stunden eine positive Residuallast von mehr als 500 MW, was der roten Linie in dem entsprechenden Bundeslandbereich entnommen werden kann. Im Gegensatz dazu haben in Niedersachsen mehrere Landkreise fast durchgängig negative Residuallasten. In Nordrhein-Westfalen ist der größte Anteil an durchgängig positiven Residuallasten zu sehen, was sich mit der bilanziellen Analyse aus Abbildung 6.5 deckt. Neben den Residuallasten sind die Zeitpunkte, die weder Fehler generieren noch das N-1 Kriterium verletzen (dunkel-blau), das N-1 Kriterium verletzen (cyan) bzw. keine Lösung generieren (rot), in dem Bereich 16 bis 17 aufgezeigt. Wie bereits in Kapitel 6.2.1 analysiert, sind die Zeitpunkte mit Fehlern und Verletzung des N-1 Kriteriums hauptsächlich in den Monaten von Januar bis März und ab Oktober zu finden.

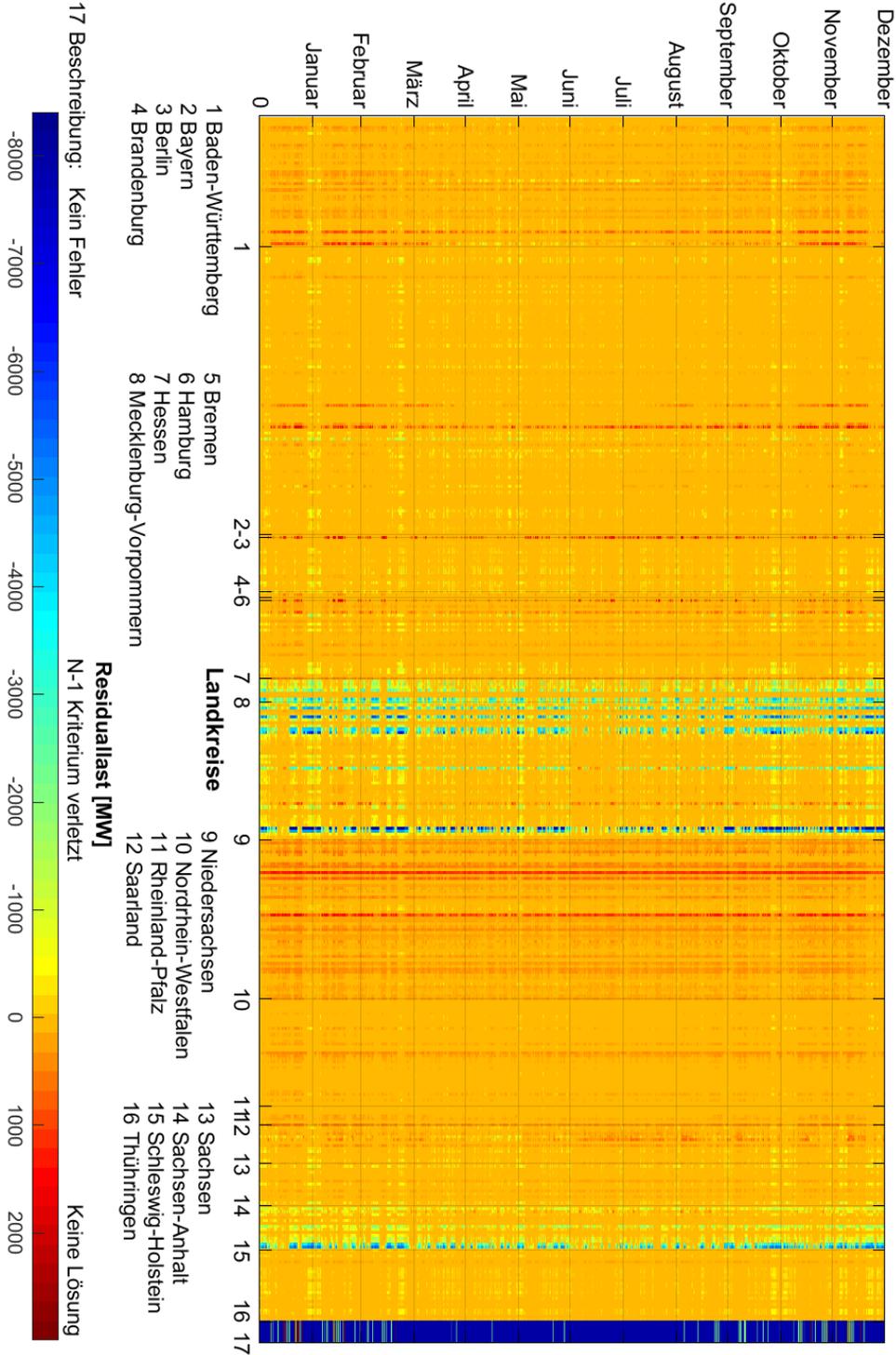


Abbildung 6.7: Stündliche Residuallasten in 402 Landkreisen in Deutschland

Zeitliche Analyse der Überschussbundesländer

Abbildung 6.8 zeigt die stündliche Residuallast in den „Überschuss-Bundesländer“ Niedersachsen, Mecklenburg-Vorpommern und Schleswig-Holstein. Zu sehen ist, wie aus der bilanziellen Analyse aus Abbildung 6.5 erwartet, dass Niedersachsen im Maximum mit ca. 57 GW im Vergleich zu Mecklenburg-Vorpommern mit ca. 17 GW und Schleswig-Holstein mit ca. 20 GW deutlich höhere negative Residuallasten besitzt. In Anhang M werden zum Vergleich die „Defizit-Bundesländer“ analysiert.

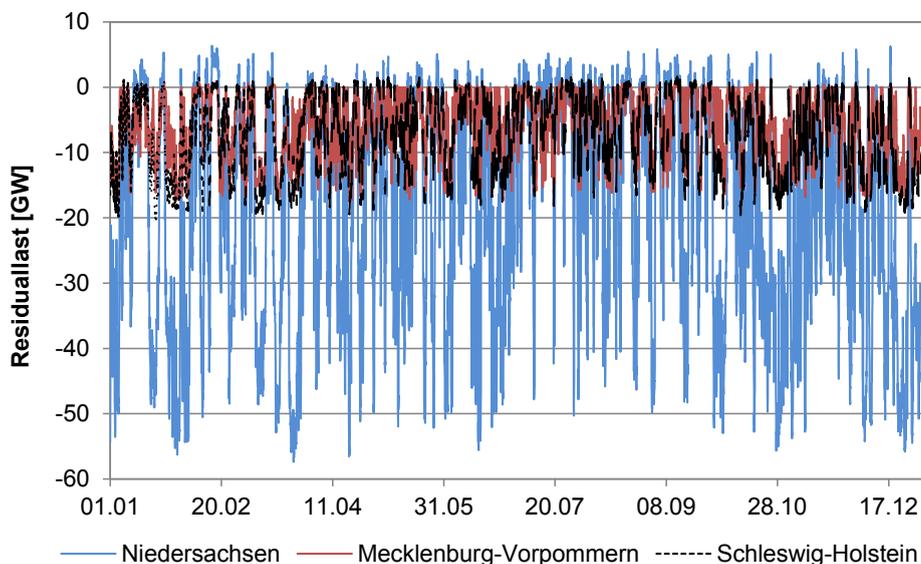


Abbildung 6.8: Stündliche Residuallast in den „Überschuss-Bundesländer“ Niedersachsen, Mecklenburg-Vorpommern und Schleswig-Holstein

Da aus Abbildung 6.8 eine vermutete Saisonalität nicht ohne weiteres abgelesen werden kann, wird in Abbildung 6.9 auf die minimale negative Residualenergie normierte monatliche Residualenergie in den „Überschuss-Bundesländer“ Niedersachsen, Mecklenburg-Vorpommern und Schleswig-Holstein gezeigt. Hier bestätigt sich die erwartete Saisonalität: Die minimale negative Residualenergie befindet sich in allen Bundesländern im Juli und die maximale negative Residualenergie im Dezember. Da die Windgeschwindigkeiten hauptsächlich im Winter größer sind als im Sommer, ist daher auch die Windenergieeinspeisung im Winter höher und verursacht dementsprechend die hohen negativen Residualenergien in einem von Windenergie dominierten Szenario. Diese sind beispielsweise in Niedersachsen, Juli zu Dezember, um ca. den Faktor 4,7 größer. Da alle „Überschuss-Bundesländer“ im Norden sind, kann im worst-case davon ausgegangen werden, dass sich alle negativen Residualenergien aufsummieren und somit die Residualenergie beispielsweise im Dezember auf 38 TWh steigt.

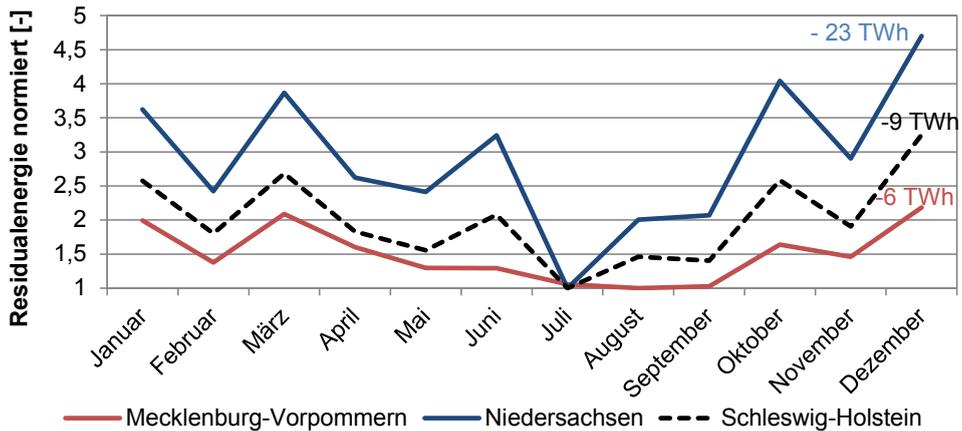


Abbildung 6.9: Auf die minimale negative Residualenergie normierte monatliche Residualenergien in den „Überschuss-Bundesländer“ Niedersachsen (4,8 TWh), Mecklenburg-Vorpommern (2,8 TWh) und Schleswig-Holstein (2,6 TWh)

Während Abbildung 6.9 die vermutete Saisonalität auf monatlicher Ebene bestätigt, zeigt Abbildung 6.10 exemplarisch für Niedersachsen das Histogramm der stündlichen Gradienten. Dies verdeutlicht zum einen die hohe zeitliche – stündliche – Detailtiefe des Modells und zum anderen die potentiellen Analysemöglichkeiten innerhalb des Modells. Die positiven Residuallasten, vgl. Abbildung 6.9 (links), können als Indikator für die benötigten Flexibilitäten der konventionellen Kraftwerke verstanden werden. Diese bewegen sich in einem Band zwischen ca. -14 GW/h und ca. 3 GW/h. Ein Großteil mit ca. 1400 h der 8759 Gesamtstunden bzw. der 1574 positiven Residuallaststunden bewegen sich jedoch in einem deutlich schmaleren Band von -2 GW/h und 2 GW/h. Die negativen Residuallasten, vgl. Abbildung 6.9 (rechts), können als Indikator für die benötigten Flexibilitäten der Speicher bzw. der Elektrolyseure verstanden werden. Diese bewegen sich in einem Band zwischen ca. -26 GW/h und ca. 34 GW/h. Ein Großteil mit ca. 6930 h der 8759 Gesamtstunden bzw. der 7185 negativen Residuallaststunden bewegen sich jedoch in einem deutlich schmaleren Band von -10 GW/h und 10 GW/h.

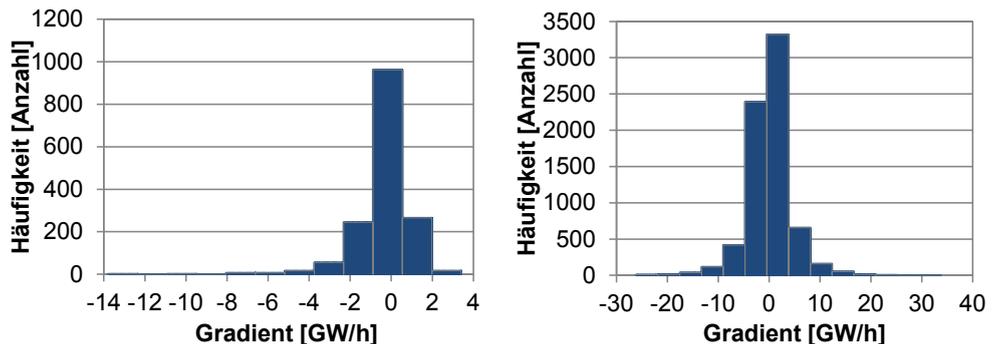


Abbildung 6.10: Histogramm der Gradienten der positiven Residuallasten (links) und negativen Residuallasten (rechts) von Niedersachsen

6.3 Analyse der Strompreise und Stromgestehungskosten

Nachdem in Kapitel 6.2.2 die Stromüberschüsse lokalisiert und quantifiziert wurden, werden in diesem Kapitel die anzusetzenden Strompreise bzw. Stromgestehungskosten des Stromüberschusses bestimmt. Zur Einordnung des Strompreises siehe insbesondere Erdmann und Zweifel (2008) [145, 4 ff.]. Rein semantisch gesehen, deutet der Begriff des Überschusses – über ein bestimmtes Maß hinausgehende Menge von etwas [293] – auf einen niedrigen bzw. gar keinen monetären Wert des Stromüberschusses hin. Daher können die Stromüberschüsse beispielsweise mit einem Strompreis zu Null bzw. zu negativen Strompreisen, vgl. Kapitel 2, angesetzt werden. So kann es beispielsweise für Kraftwerke günstiger sein, einen Preis dafür zu zahlen, damit jemand den Strom abnimmt, anstatt das Kraftwerk herunterzufahren und in einer darauffolgenden Stunde wieder hoch zu fahren. Daraus ergibt sich ein negativer Strompreis. Diese Herangehensweise kann für Nischenmärkte bzw. geringe Überschussmengen durchaus wohlfahrtsoptimierend sein. Bei minimalen Stromüberschüssen mit einer Kupferplatte und Speichern von 40 GWh, vgl. Abbildung 6.3 rechts, bedeutet dies beispielsweise, dass 219 TWh zu Strompreisen gleich oder kleiner 0 ct/kWh angesetzt werden. Da bei solchen Strommengen jedoch nicht mehr von wertfreiem Strom gesprochen werden kann, wird dieser Ansatz nicht weiter verfolgt. Zur Strompreisbestimmung werden daher in dieser Arbeit exemplarisch zwei alternative Ansätze verfolgt:

- Stromgestehungskosten der Windenergie-onshore
- Strompreise aus dem zonalen Modell

Diese orientieren sich an der grundlegenden Tatsache, dass Elektrolyseure ihren Strom direkt oder indirekt kaufen können, direkt zum Beispiel von den erneuerbaren Energien zu deren Stromgestehungskosten oder indirekt über einen Strommarkt, der die Grenzkosten der konventionellen Energieträger berücksichtigt. Im Gegensatz zu dem Modell mit Kupferplatte, welches den heutigen Strommarkt darstellt, berücksichtigt das zonale Modell Stromtransport-Restriktionen bzw. Transportkosten und kann dementsprechend je nach ausgewählten Landkreisen die entsprechenden zonalen Preise bestimmen, vgl. Kapitel 5.1. Daher wird auf eine grundsätzlich mögliche Modellierung mit dem Strommarktmodell mittels Kupferplatte verzichtet.

6.3.1 Stromgestehungskosten der Windenergie onshore

Dieses Kapitel analysiert die Stromgestehungskosten der Windenergie-onshore mit den installierten Leistungen des Energiekonzeptes nach Kapitel 6.1. Eine ausführliche Beschreibung der Methodik sowie die Analyse der Standortentscheidung ist Robinius und Stolten (2015) [233] bzw. Anhang L zu entnehmen. Die Standorte der 67.870 WEA werden über die Standortqualitäten aus dem Jahr 2006 modelliert, vgl. Abbildung 6.12. Dies führt zu schlechteren durchschnittlichen Volllaststunden, im Vergleich zu den energieoptimierten Standorten: Nach Standortqualität sind WEA verteilt über Deutschland installiert, nach Energieoptimierung hauptsächlich im Norden Deutschlands. Weiterhin werden Verluste von 16 % berücksichtigt, vgl. Kapitel 5.3.2, was die obere Bandbreite möglicher Verluste darstellt. Diese beiden Effekte verursachen deutlich geringere Volllaststunden bzw. Stromgestehungskosten, aber bilden entsprechend den worst-case ab. Somit werden alternative Modellparametrisierungen wie beispielsweise energieoptimiert oder kostenminimal die hier berechneten Werte im Sinne des Energiekonzeptes nur verbessern.

Die Stromgestehungskosten (englisch: Levelized Cost Of Energy, LCOE) werden je WEA anhand von Formel 6-1 und den Kennwerten nach Tabelle 5.2 berechnet.

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{M_{t,el}}{(1+i)^t}} \quad \text{Formel 6-1}$$

Mit I_0 = Investitionsausgaben [€]

A_t = Jährliche Gesamtkosten im Jahr t [€]

t = Jahr der Nutzungsperiode (1,2,...n)

i = Realer kalkulatorischer Zinssatz [%]

n = Wirtschaftliche Nutzungsdauer [Jahre]

$M_{t,el}$ = Produzierte Strommenge im jeweiligen Jahr [kWh]

Im Gegensatz zu beispielsweise Fraunhofer ISE (2013) [294] werden keine Lernkurven in die Berechnung der LCOE einbezogen. Somit stellen die berechneten Stromgestehungskosten die aktuelle Kostensituation der entsprechenden WEA dar. Je nach angenommenen Lernkurven sind die zukünftigen LCOE daher niedriger und die berechneten LCOE sind auch hier wieder als worst-case zu betrachten.

Abbildung 6.11 zeigt den Mittelwert und das Minimum der berechneten Stromgestehungskosten von Windenergieanlagen je Bundesland mit einem gewichteten durchschnittlichen Kapitalkostensatz (englisch: Weighted Average Cost of Capital, WACC), vgl. Abbildung 4.3, von 6 % und 8 %.

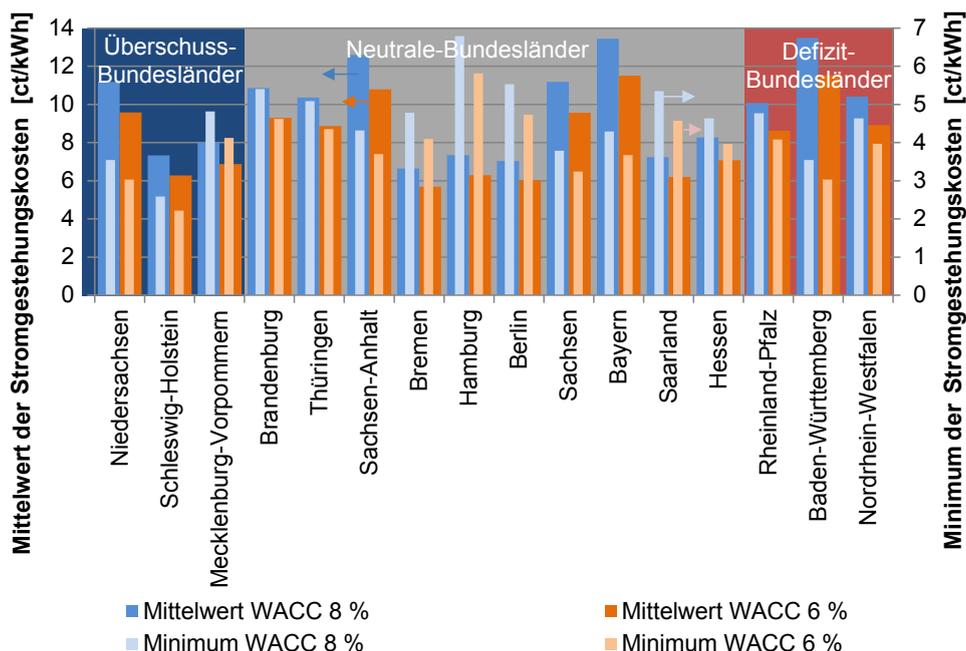


Abbildung 6.11: Mittelwert und Minimum der Stromgestehungskosten von Windenergieanlagen je Bundesland mit einem WACC von 6 % und 8 %

Weitere Analysen bezüglich Variationen des WACC bzw. der Begründung der wählbaren Bandbreiten des WACC sowie unterschiedlicher Windjahre sind Anhang L bzw. Robinius und Stolten (2015) zu entnehmen [233]. Das Minimum der Mittelwerte liegt mit 6,65 ct/kWh bei einem WACC von 8 % bzw. mit 5,69 ct/kWh bei einem WACC von 6 % in Bremen. Das Minimum der Stromgestehungskosten mit einem WACC von 8 % liegt mit 2,59 ct/kWh in Schleswig-Holstein. Dieses ist um 0,37 ct/kWh größer als mit einem WACC von 6 %. Schleswig-Holstein ist nach der Definition in Kapitel 6.2.2 bzw. Abbildung 6.5 ein Überschuss-Bundesland, also ein Bundesland mit hohen negativen Residuallasten. Der Mittelwert der minimalen Stromgestehungskosten der „Überschuss-Bundesländer“ ist mit 3,65 ct/kWh bei einem WACC von 8 % um 0,66 ct/kWh kleiner als der der „Defizit-Bundesländer“. Der Vergleich der Mittelwerte der „Überschuss-Bundesländer“ mit ca. 8,8 ct/kWh bei einem WACC von 8 % gegenüber den „Defizit-Bundesländer“ mit ca. 11,3 ct/kWh bei einem WACC von 8 % zeigt, dass sich dieser Unterschied auf ca. 2,5 ct/kWh erhöht. Somit zeigt sich, dass wie erwartet, die „Überschuss-Bundesländer“ von günstigen Stromgestehungskosten profitieren.

Neben der Analyse auf Bundeslandebene erlaubt die räumliche hohe Auflösung der Modellierung – Längen- und Breitengrad je WEA – auch beispielsweise die Bestimmung der Stromgestehungskosten auf Landkreis- bzw. auf Gemeindeebene.

Abbildung 6.12 zeigt die Mittelwerte der Stromgestehungskosten der Windenergie-onshore mit einem WACC von 8 % und 6 % sowie die Standorte der WEA in 402 Landkreisen in Deutschland. Die niedrigsten Mittelwerte der Stromgestehungskosten liegen mit 4,9, 5,54 und 5,59 ct/kWh mit einem WACC von 8 % in den nördlichen Landkreisen Nordfriesland,

Friesland und Wittmund. Die höchsten mit 31,94 und 34,97 und 61,59 ct/kWh in den Landkreisen Lichtenfels, Coburg und Celle. Im Mittel wird in diesen Landkreisen eine Vergütung nach dem Erneuerbaren Energien Gesetz (EEG) von ca. 8,66 ct/kWh realisiert. Somit wird ein Großteil der WEA unwirtschaftlich betrieben. Dies ist auf die Auswahl der Standorte nach der Standortqualität zurückzuführen. Bei einem beispielsweise kostenminimalen Ausbau, vgl. Anhang L, würden diese Standorte entsprechend nicht berücksichtigt werden.

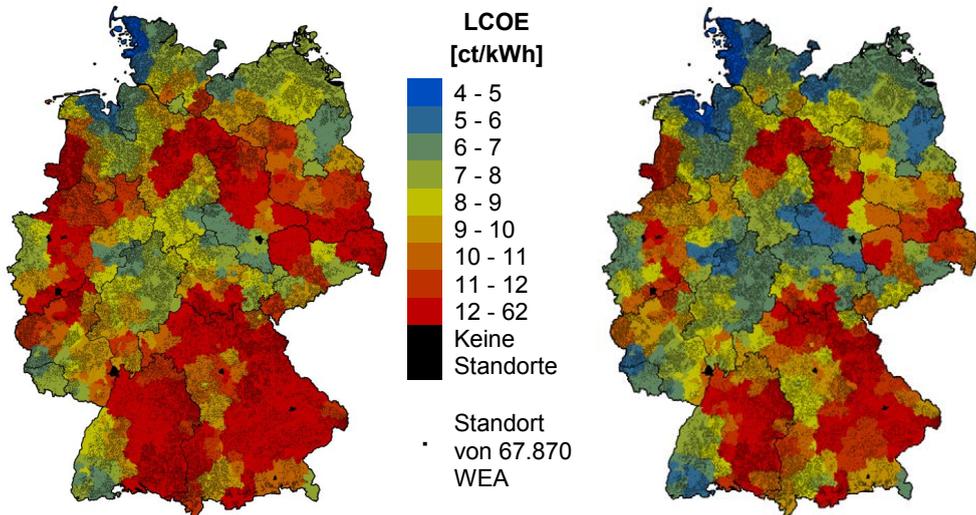


Abbildung 6.12: Mittelwert der Stromgestehungskosten der Windenergie-onshore mit einem WACC von 8 % (links) und 6 % (rechts) sowie Standorte der WEA in 402 Landkreisen in Deutschland

Abbildung 6.13 zeigt die Mittelwerte der Stromgestehungskosten der Windenergie-onshore mit einem WACC von 8 % und 6 % sowie die Standorte der WEA in 11.268 Gemeinden in Deutschland. Die Minima und Maxima der Mittelwerte sind aufgrund der höheren Auflösung gegenüber der Landkreisauflösung, vgl. Abbildung 6.12, entsprechend kleiner bzw. größer. Die Minima liegen mit 2,74 und 2,77 sowie 2,86 ct/kWh bei einem WACC von 8 % in den Gemeinden Vollerwiek im Landkreis Nordfriesland, Wesselburenerkoog und Warwerot im Landkreis Dithmarschen. Insgesamt liegen die 26 niedrigsten Stromgestehungskosten in Gemeinden in Schleswig-Holstein. Die höchsten mittleren Stromgestehungskosten mit einem WACC von 8 % sind mit 84,82 und 95,66 sowie 107 ct/kWh in den Städten Celle, Hambühren und Unterlüß im Landkreis Celle.

Somit zeigt die Analyse, dass je nach gewählter Ebene, Bundesland-, Landkreis- oder Gemeindeebene, die mittleren Stromgestehungskosten deutlich voneinander abweichen. Insbesondere in Bereichen mit einer großen Bandbreite an unterschiedlichen Stromgestehungskosten, beispielsweise in Bayern, kann dieser Effekt zu einer Unter- bzw. Überschätzung der tatsächlichen Kostensituation führen.

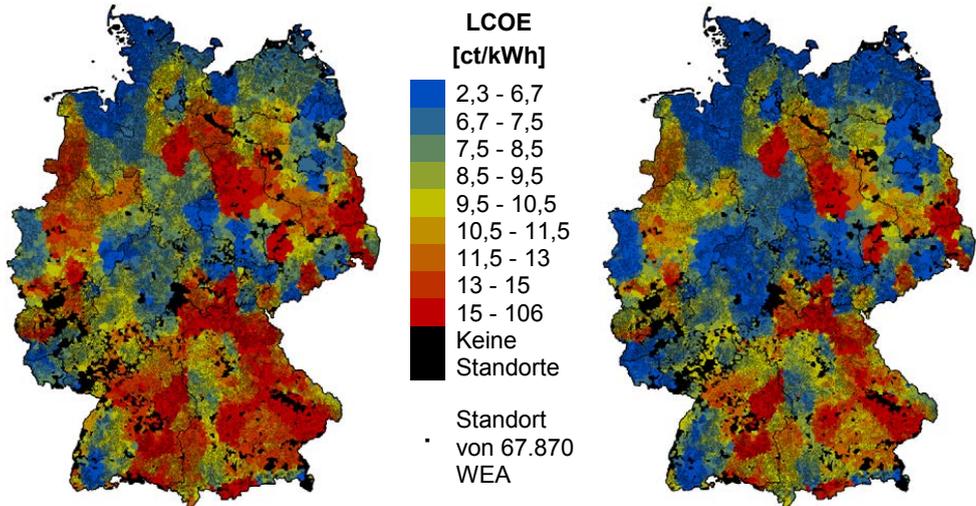


Abbildung 6.13: Mittelwert der Stromgestehungskosten der Windenergie-onshore mit einem WACC von 8 % (links) und 6 % (rechts) sowie Standorte der WEA in 11.268 Gemeinden in Deutschland

6.3.2 Örtliche und zeitliche Analyse der zonalen Preise

Dieses Kapitel analysiert die stündlichen zonalen Preise in 402 Landkreisen in Deutschland nach dem Modell und der Methodik aus Kapitel 5. Als Szenario zur Modellierung wurden die Daten des Energiekonzeptes aus Kapitel 6.1 verwendet. Zur Berechnung der zonalen Preise kann jeder Landkreis über die erneuerbaren Energien mit Grenzkosten zu null versorgt werden bzw. zu den Grenzkosten der konventionellen Stromerzeugung. Ein Stromtransport von einem zum anderen Landkreis wird über das derzeitige 380 und 220 kV Netz, unter Berücksichtigung der Verluste, realisiert. Daher werden unter zonalen Preisen in dieser Arbeit die Grenzkosten-minimalen Kosten je Landkreis zur Deckung der positiven Residuallast verstanden. Da die zonalen Preise nur die Grenzkosten aufzeigen, kann daraus nicht geschlossen werden, dass die konventionellen Kraftwerke mit diesen Grenzkosten rentabel betrieben werden können, vgl. „Missing Money Problem“ aus Kapitel 2.5.1.

Örtliche Analyse

Abbildung 6.14 zeigt den Mittelwert und das Maximum der Grenzkosten in 402 Landkreisen in Deutschland. Das Minimum der Grenzkosten wurde nicht visualisiert, da es in jeder Gemeinde bei null liegt. Dies zeigt, dass jeder Landkreis zu einer gewissen Stunde im Jahr vollständig über die erneuerbaren Energien, die Grenzkosten von null besitzen, versorgt werden kann. Die höchsten Maxima der Grenzkosten, vgl. Abbildung 6.14 links-oben, sind in den Landkreisen Südwestpfalz, Pirmasens und Zweibrücken jeweils in Rheinland-Pfalz mit ca. 19,7 und 19,6 sowie 19,2 ct/kWh. Die niedrigsten Maxima liegen analog zur Erläuterung oben in Stendal und Fulda mit 0 ct/kWh.

Die höchsten mittleren Grenzkosten sind in den Bundesländern Saarland, Nordrhein-Westfalen und Rheinland-Pfalz mit ca. 2,6 und 2,3 sowie 2,1 ct/kWh zu finden, vgl. Abbildung 6.5 (links-unten). Dies deckt sich teilweise mit den „Defizit-Bundesländer“ Nordrhein-

Westfalen, Baden-Württemberg und Rheinland-Pfalz, vgl. Abbildung 6.5. Die niedrigsten mittleren Grenzkosten sind in den Bundesländern Niedersachsen, Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern mit ca. 0,2 und 0,07 sowie 0,06 ct/kWh. Auf Landkreisebene sind die größten mittleren Grenzkosten in Nordrhein-Westfalen in Essen, Gelsenkirchen und Mülheim an der Ruhr jeweils mit ca. 4,2 und 4,1 sowie 4 ct/kWh. Die niedrigsten Grenzkosten sind in Flensburg in Schleswig-Holstein, Fulda in Hessen und Stendal in Sachsen-Anhalt mit 0, 0 und 0,005 ct/kWh. Fulda und Stendal werden somit über das komplette Jahr mit erneuerbaren Energien, nämlich mit Wasserkraft bzw. Biomasse, versorgt.

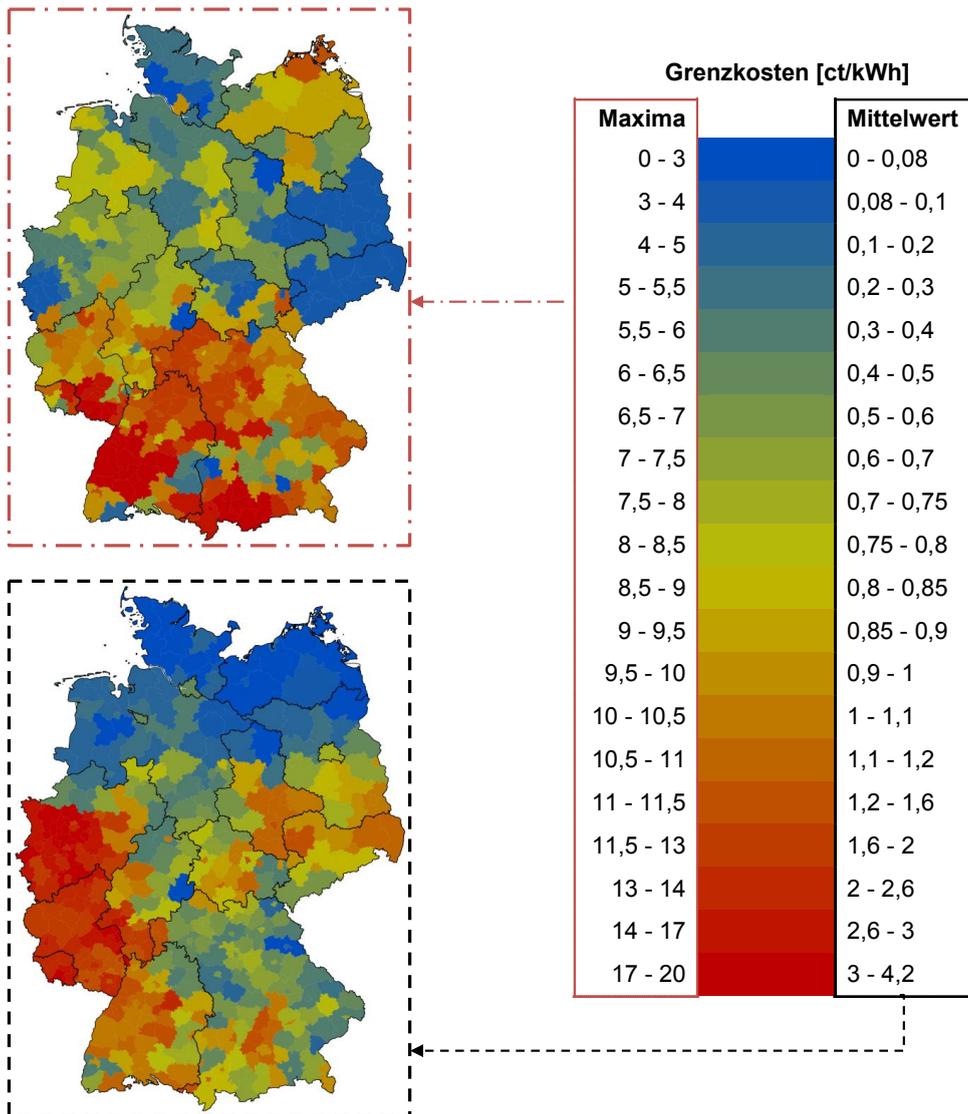


Abbildung 6.14: Maximum (oben-links) und Mittelwert (unten-links) der Grenzkosten in 402 Landkreisen in Deutschland

Abbildung 6.15 zeigt die Maxima und Minima auf Bundeslandebene. Das Minimum der Grenzkosten wurde, wie bereits oben erwähnt, nicht visualisiert, da es in jedem Bundesland Null beträgt. Das Minimum der Mittelwerte auf Bundeslandebene beträgt 0,064 ct/kWh in Mecklenburg-Vorpommern, während das minimale Maximum mit 5,38 ct/kWh in Hamburg liegt. Das Maximum der Mittelwerte beträgt 2,6 ct/kWh im Saarland und das Maximum über alle Bundesländer beträgt 19,67 ct/kWh in Rheinland-Pfalz. Auch hier zeigt sich, wie bei den Stromgestehungskosten aus Kapitel 6.3.1, die Grundtendenz, dass „Überschuss-Bundesländer“ niedrige Stromkosten im Vergleich zu den Defizit Bundesländern aufweisen: Der Mittelwert der Überschuss-Bundesländer mit ca. 0,14 ct/kWh ist um ca. 1,7 ct/kWh kleiner als der Mittelwert der „Defizit-Bundesländer“. Dieser Unterschied vergrößert sich über die Maximalwerte. Der Mittelwert über die Maxima der „Überschuss-Bundesländer“ mit ca. 10 ct/kWh ist um ca. 6,3 ct/kWh kleiner als der Mittelwert der Maxima der „Defizit-Bundesländer“. Dennoch zeigt sich beispielsweise am Saarland, dass auch bei wenig positiver Residualenergie mit 4,6 TWh, vgl. Abbildung 6.5 der Mittelwert der Grenzkosten verhältnismäßig hoch sein kann.

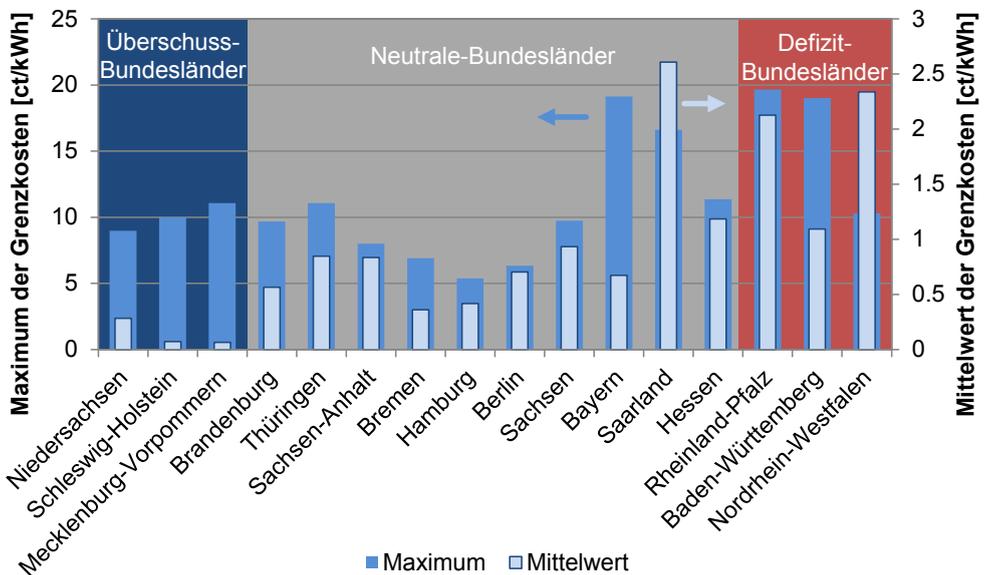


Abbildung 6.15: Maximum und Mittelwert der Grenzkosten auf Bundeslandebene

Zeitliche Analyse

Abbildung 6.16 zeigt die stündlichen Grenzkosten in 402 Landkreisen in Deutschland. Die potentiellen Stunden mit Ergebnissen sind in Summe 3.437.502 mit 8551 Stunden ohne Fehler mal 402 Landkreise. Von diesen sind 2.704.015, also ca. 79 %, kleiner als 2 ct/kWh und 254.208, also ca. 7,4 %, größer als 5 ct/kWh.

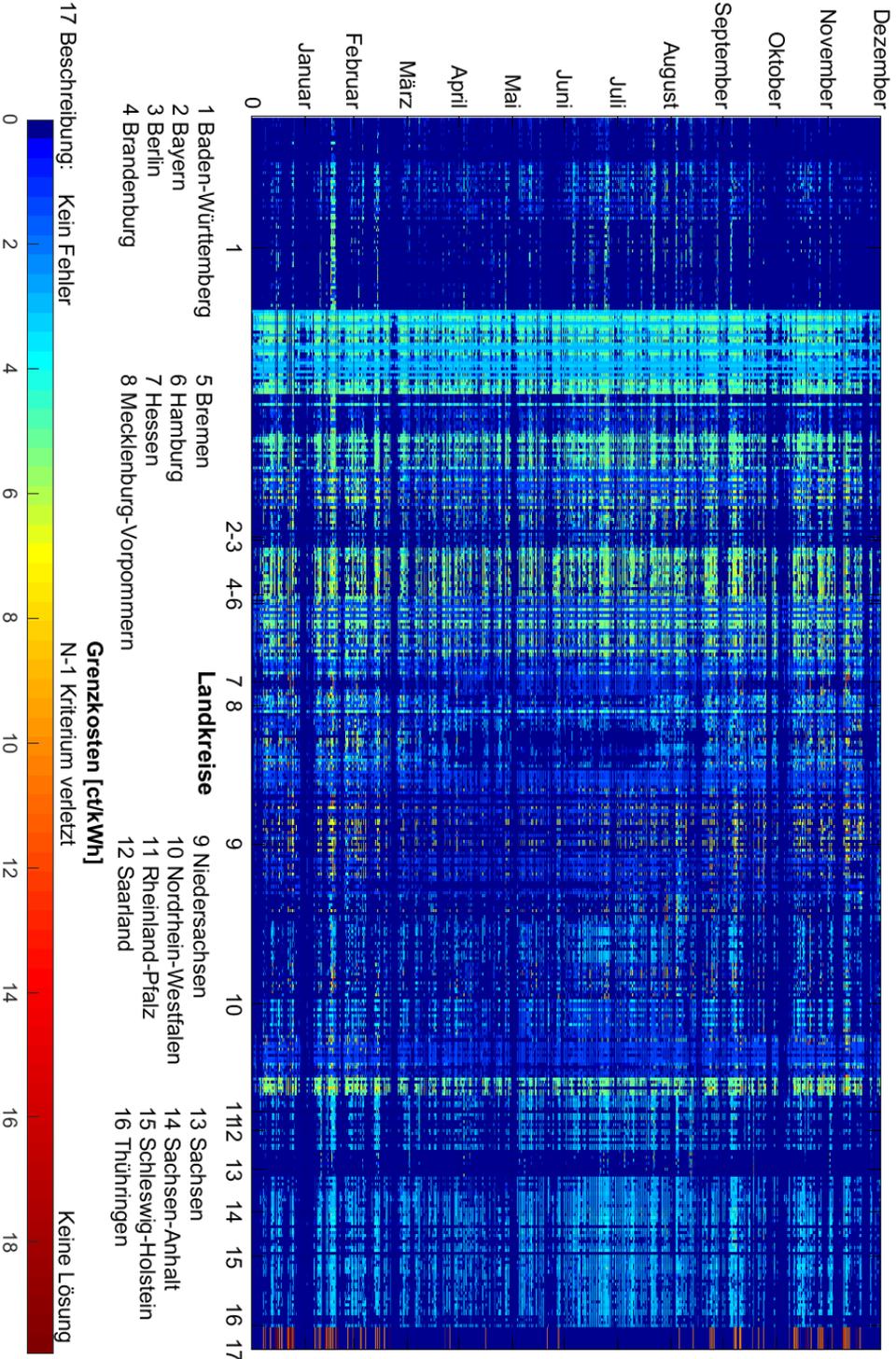


Abbildung 6.16: Stündliche Grenzkosten in 402 Landkreisen in Deutschland

Abbildung 6.17 zeigt die stündlichen Grenzkosten in Aurich, Düsseldorf sowie den Mittelwert der stündlichen Grenzkosten über Deutschland zwischen dem 22.11.2012 und 01.01.2013. Die Zeitpunkte in denen das Modell kein Ergebnis fand, sind entsprechend gekennzeichnet. Die mittleren Werte der Grenzkosten über Deutschland bewegen sich sehr volatil innerhalb des Bandes bis 3 ct/kWh. Dazu im Vergleich kommt es in Aurich, welches einen Anlandungspunkt der Offshore Windenergie besitzt und somit hohe negative Residuallasten, zu Grenzkosten von dauerhaft nahezu null. In vier Zeitintervallen springen die Grenzkosten jedoch kurzzeitig auf ca. 5 ct/kWh. Diese stellen die Zeitpunkte dar, in denen der Landkreis nicht über erneuerbare Energien versorgt werden kann. Düsseldorf besitzt, mit hohen positiven Residuallasten, Grenzkosten nahe 3 ct/kWh. Diese springen kurzzeitig auf bis zu 4,5 ct/kWh oder auf 0 ct/kWh. In den Zeitpunkten mit Grenzkosten zu 0 ct/kWh wird der Landkreis vollständig über die erneuerbaren Energien versorgt. Bei Grenzkosten nahe 4,5 ct/kWh werden aufgrund von Netzrestriktionen teurere konventionelle Kraftwerke im Vergleich zu den Zeitpunkten mit Grenzkosten nahe 3 ct/kWh gezogen.

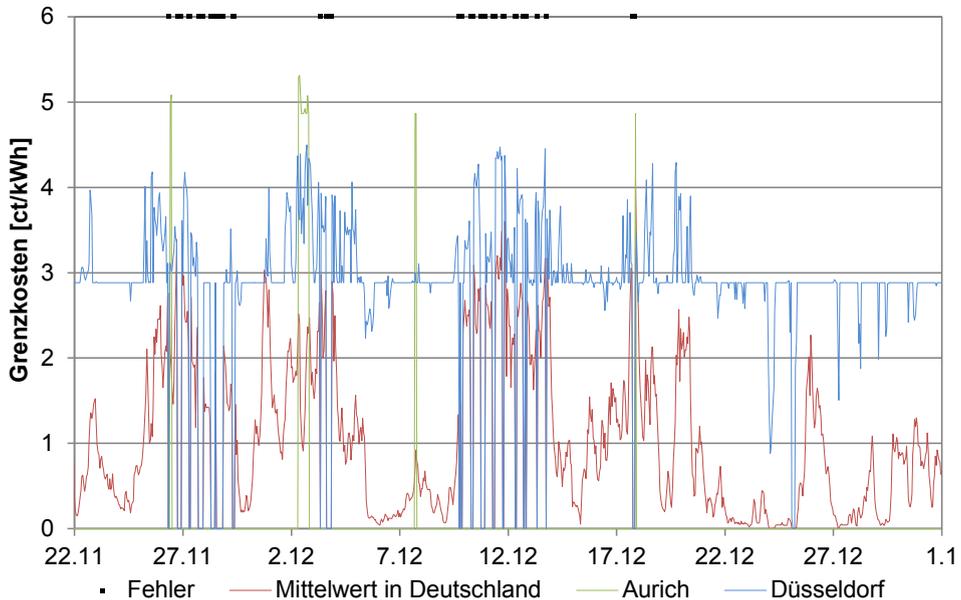


Abbildung 6.17: Stündliche Grenzkosten in Aurich, Düsseldorf sowie der Mittelwert der stündlichen Grenzkosten über Deutschland. Fehler: Keine Lösung des Modells

6.4 Analyse der Landkreise mit einer Wasserstoffproduktion

6.4.1 Lokalisierung und Quantifizierung

Nachdem in Kapitel 6.2 die Stromüberschüsse lokalisiert und quantifiziert und in Kapitel 6.3 deren Preis analysiert wurden, werden in diesem Kapitel die möglichen installierbaren Elektrolyseleistungen auf Landkreisebene bestimmt. Hierzu wurden zwei Matlab-Modelle entwickelt: Das erste Modell installiert in definierbaren Schritten Elektrolyseure in jedem der 402 Landkreise und ermittelt auf Grundlage der Residuallasten auf Landkreisebene die durch-

schnittlichen Volllaststunden der Elektrolyseure. Im zweiten Modell können minimale bzw. durchschnittliche Volllaststunden definiert werden, welche eine installierbare Elektrolyseleistung auf Landkreisebene zur Folge haben.

Abbildung 6.18 zeigt die nutzbare- und genutzte Energie, die durchschnittlichen und Mindestvolllaststunden, die Anzahl genutzter Landkreise und den produzierten Wasserstoff bei steigender Elektrolyseleistung nach iterativer Eingabe unterschiedlicher minimaler Volllaststunden im zweiten Modell. Folgende Grundkausalitäten ergeben sich aus der Analyse der Grafik: Bei steigender installierter Elektrolyseleistung sinken die durchschnittlichen Volllaststunden von 7000 bei 1 GW auf 2520 bei 125 GW. Während im Bereich bis ca. 50 GW die durchschnittlichen Volllaststunden die minimalen Volllaststunden repräsentieren, ist der Unterschied bei 125 GW zwischen den durchschnittlichen und den minimalen Volllaststunden beispielsweise 1270 Stunden. Bei steigender Elektrolyseleistung steigt der Anteil von genutzter zur nutzbaren Energie von beispielsweise 3 % bei 1 GW auf 98 % bei 125 GW. Bei der Annahme eines zukünftigen Elektrolysewirkungsgrades von 70 %_{LHV} können bei einer installierten Elektrolyseleistung von 125 GW ca. 6,6 Millionen Tonnen Wasserstoff produziert werden.

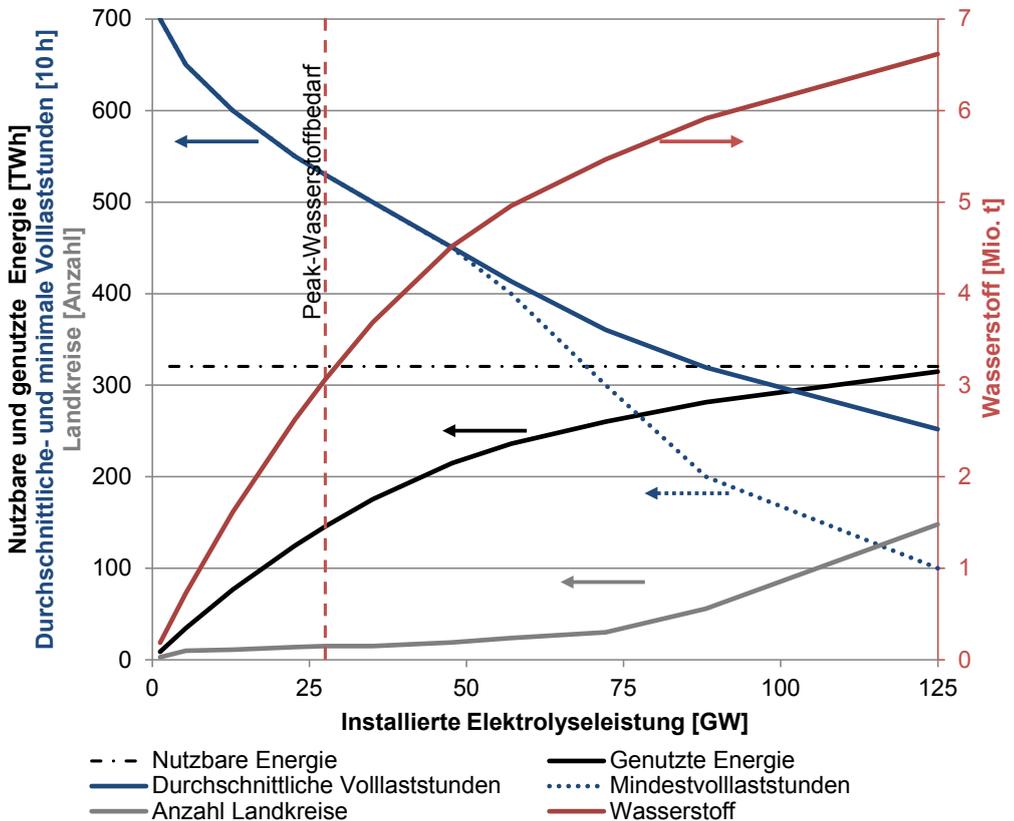


Abbildung 6.18: Nutzbare- und genutzte Energie, durchschnittliche- und Mindestvolllaststunden, Anzahl genutzter Landkreise und produzierter Wasserstoff mit einem Elektrolysewirkungsgrad von 70 % bei steigender Elektrolyseleistung

Zur Deckung des Peak-Wasserstoffbedarfs aus Kapitel 5.4.1, für das Jahr 2052 mit 2,93 Mio. t, werden 28 GW an Elektrolyseleistung in 15 Landkreisen, vgl. Abbildung 6.19 bzw. Abbildung 6.20 (unten rechts), installiert. Diese produzieren 3,064 Millionen Tonnen Wasserstoff, was ca. 4,4 % über dem Verbrauch liegt. Diese Mehrproduktion berücksichtigt beispielsweise die Diffusion von Wasserstoff in einer Pipeline, in den Verdichtern oder den Elektrolyseuren sowie das in den Salzkavernen genutzte Kissengas. Zur Einordnung: Feck (2009) benennt Verluste in einer Bandbreite von 1,9 % bis 9,2 % für die gesamte Prozesskette, mit Herstellung, Konditionierung, Transport, Speicherung und Nutzung, des Wasserstoffs [295, S. 57].

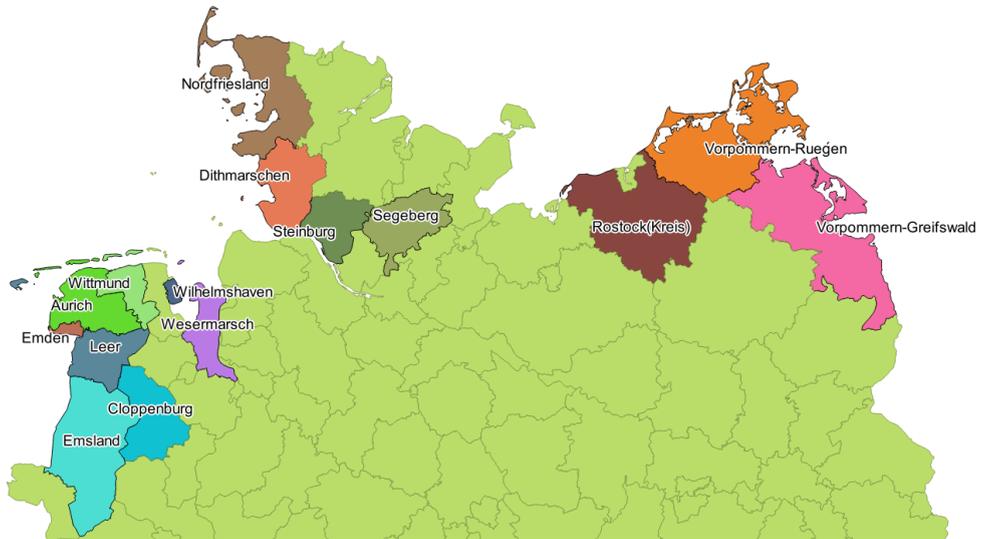


Abbildung 6.19: Ausgewählte Landkreise zur Deckung des Peak-Wasserstoffbedarfs für das Jahr 2052 mit 2,93 Mio. t

Bei der gewählten installierten Leistung von 28 GW werden 54 % der Energie abgeregelt, was zu durchschnittlichen und minimalen Volllaststunden von 5300 führt. Dies zeigt, dass das modellierte Energiekonzept über ausreichend Überschussstrom zur Versorgung von 75 % des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff verfügt. Darüber hinaus ermöglichen die erheblichen Mengen an potentiellm Wasserstoff von ca. 6,6 Millionen Tonnen eine Vielzahl weiterer Anwendungen neben dem Verkehrssektor, beispielsweise in der chemischen Industrie zur Ammoniak- oder Methanolherstellung.

Die Landkreise, in denen Elektrolyseure zur Versorgung des Straßenverkehrs mit Wasserstoff installiert werden, vgl. Abbildung 6.20, orientieren sich dabei an denen mit negativen Residualenergien, vgl. Abbildung 6.4. Bei 1000 Mindestvolllaststunden der Elektrolyseure, vgl. Abbildung 6.4 (oben links), können diese auch in Landkreisen im Süden oder in der Mitte Deutschlands installiert werden. Dies ändert sich mit Erhöhung der Mindestvolllaststunden auf beispielsweise 2000, vgl. Abbildung 6.4 (unten links). Im Süden Deutschlands sind dann bereits keine installierten Elektrolyseleistungen mehr zu finden. Bei der installierten Elektrolyseleistung von 28 GW mit durchschnittlichen und minimalen Volllaststunden von 5300, vgl.

Abbildung 6.4 (unten rechts), befinden sich nur noch installierte Leistungen im Norden Deutschlands. Diese Standorte gehen somit als Quelle in die Pipelinemodellierung mit ein.

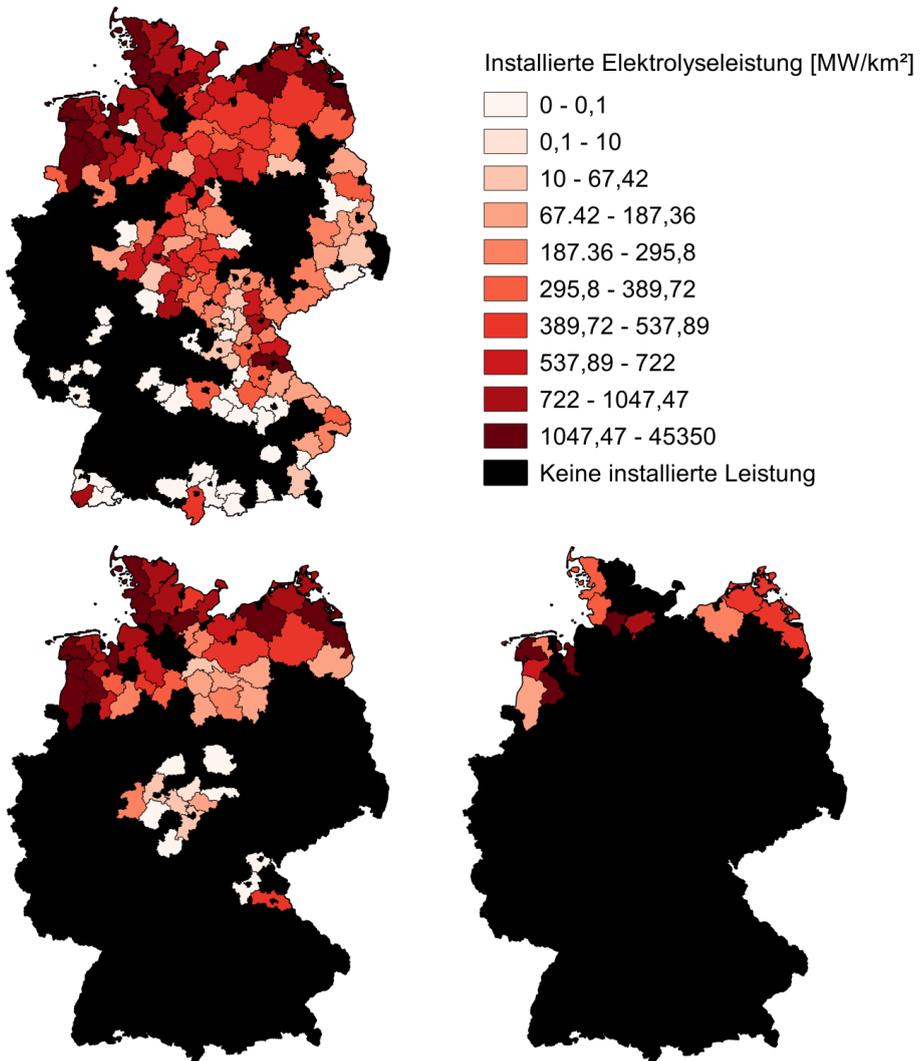


Abbildung 6.20: Installierte Elektrolyseleistungen in 402 Landkreisen bei mindestens 1000 (oben links), 2000 (unten links) und 5300 (unten rechts) Volllaststunden

Daher werden in Kapitel 6.4.2 und Kapitel 6.4.3 die Stromgestehungskosten und die zonalen Preise der ausgewählten Landkreise zur Wasserstoffproduktion, vgl. Abbildung 6.19 bzw. Abbildung 6.4 (unten rechts), genauer analysiert.

6.4.2 Preisanalyse der Wind onshore Stromgestehungskosten

Wie bereits in Kapitel 6.3 erwähnt, werden zwei Ansätze zur Strompreisbestimmung der Elektrolyseure genutzt:

- Stromgestehungskosten der Windenergie-onshore
- Strompreise aus dem zonalen Modell

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse aus Kapitel 6.3.1, welche die Stromgestehungskosten der Windenergie-onshore für ganz Deutschland beschreibt, für die Landkreise, in denen eine Elektrolyseleistung installiert ist, vgl. Abbildung 6.20, analysiert. Diese Analyse bildet die Grundlage für die Bestimmung der Wahrscheinlichkeitsverteilungen für die Monte-Carlo-Simulation in Kapitel 7.2. Abbildung 6.21 zeigt die geordneten Mittelwerte der Stromgestehungskosten mit einem Weighted Average Cost of Capital (WACC) von 8 % (blau) und 6 % (rot) der 15 Landkreise mit einer Elektrolyseleistung, vgl. Abbildung 6.19 bzw. Abbildung 6.20 (unten rechts). Das Minimum der Mittelwerte je Landkreis liegt mit 4,2 ct/kWh mit einem WACC von 6 % bzw. 4,9 ct/kWh mit einem WACC von 8 % in Nordfriesland. Das Maximum der Mittelwerte je Landkreis beträgt 13,9 ct/kWh mit einem WACC von 8 % bzw. 11,9 ct/kWh mit einem WACC von 6 % im Landkreis Emsland.

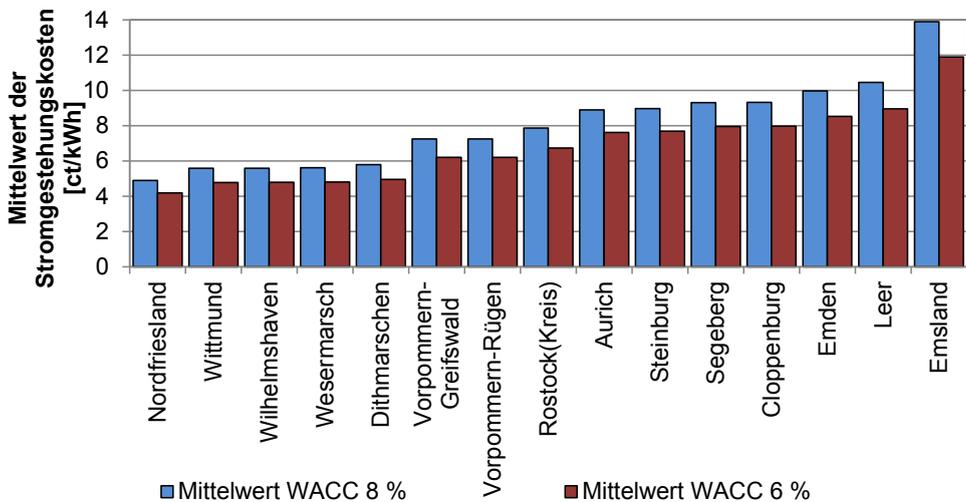


Abbildung 6.21: Geordnete Mittelwerte der Stromgestehungskosten der Windenergieanlagen mit einem WACC von 8 % (blau) und 6 % (rot) der 15 Landkreise mit einer installierten Elektrolyseleistung zur Deckung des Peak-Wasserstoffbedarfs für das Jahr 2052 aus Kapitel 5.4.1

Abbildung 6.22 zeigt das Histogramm der Stromgestehungskosten mit einem WACC von 8 % (links) und 6 % (rechts) der 7.978 Windenergieanlagen in den 15 Landkreisen mit einer Elektrolyseleistung. Dieses zeigt, dass ein Großteil der Stromgestehungskosten innerhalb einer gewissen Bandbreite liegen: Beispielsweise haben ca. 60 % der Windenergieanlagen Stromgestehungskosten zwischen 5,14 und 8,97 ct/kWh mit einem WACC von 8 %. Vereinzelt treten Spitzen auf, welche zum einen auf die Auswahl nach Standortqualität zurück zu führen sind: Beispielsweise mit einer relativen Häufigkeit mit ca. 11 % bei Stromgestehungskosten zwischen 12,8 und 14 ct/kWh mit einem WACC von 8 %. Zum anderen können diese hohen Stromgestehungskosten auch auf schlechte Windverhältnisse, in dem untersuchten Jahr in der entsprechenden Region der Landkreise mit den hohen Stromgestehungskosten zurück zu führen sein.

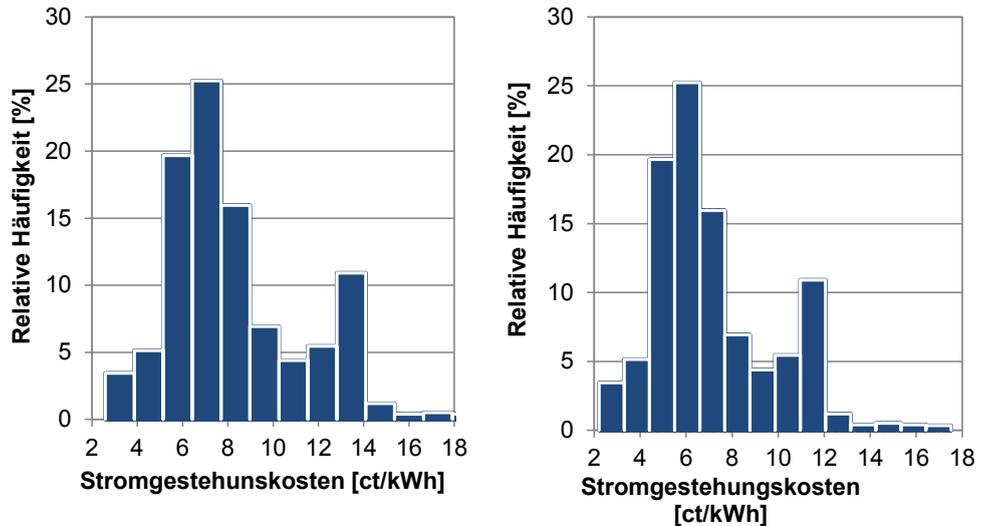


Abbildung 6.22: Histogramm der Stromgestehungskosten mit einem WACC von 8 % (links) und 6 % (rechts) der 7978 Windenergieanlagen in den 15 Landkreisen mit einer installierten Elektrolyseleistung zur Deckung des Peak-Wasserstoffbedarfs für das Jahr 2052 aus Kapitel 5.4.1

6.4.3 Preisanalyse des Zonalen-Modells

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse aus Kapitel 6.3.2, welche die stündlichen Grenzkosten bzw. die zonalen Preise für ganz Deutschland beschreibt, für die Landkreise, in denen eine Elektrolyseleistung installiert ist, vgl. Abbildung 6.20 (unten rechts), analysiert. Diese Analyse bildet die Grundlage für die Bestimmung der Wahrscheinlichkeitsverteilungen für die Monte-Carlo-Simulation in Kapitel 7.2.

Abbildung 6.23 zeigt die stündlichen Grenzkosten bzw. die zonalen Preise in den ausgewählten 15 Landkreisen mit Mindestvolllaststunden der Elektrolyseure von 5300. Die Landkreise sind entsprechend nach der Höhe der Mittelwerte von dem höchsten, mit Wilhelmshaven mit 0,24 ct/kWh, zu dem niedrigsten, mit Nordfriesland mit 0,02 ct/kWh, geordnet. Der Mittelwert der Grenzkosten über die Landkreise beträgt 0,09 ct/kWh und das Maximum am 12.09.2013 um 20 Uhr in Rügen beträgt 11,07 ct/kWh. Von den potentiellen 128.265 Stunden, bei 8551 Stunden ohne Fehler mal 15 Landkreise, haben 124.317 Stunden, also ca. 97 % Grenzkosten zu null. Diese treten oft teils durchgehend über Monate auf, beispielsweise zwischen März und Mai, zu sehen an dem Fehlen von Hügeln. Weitere 3135 Stunden bzw. ca. 2,5 % besitzen Grenzkosten größer als 0 ct/kWh, aber kleiner als 5 ct/kWh.

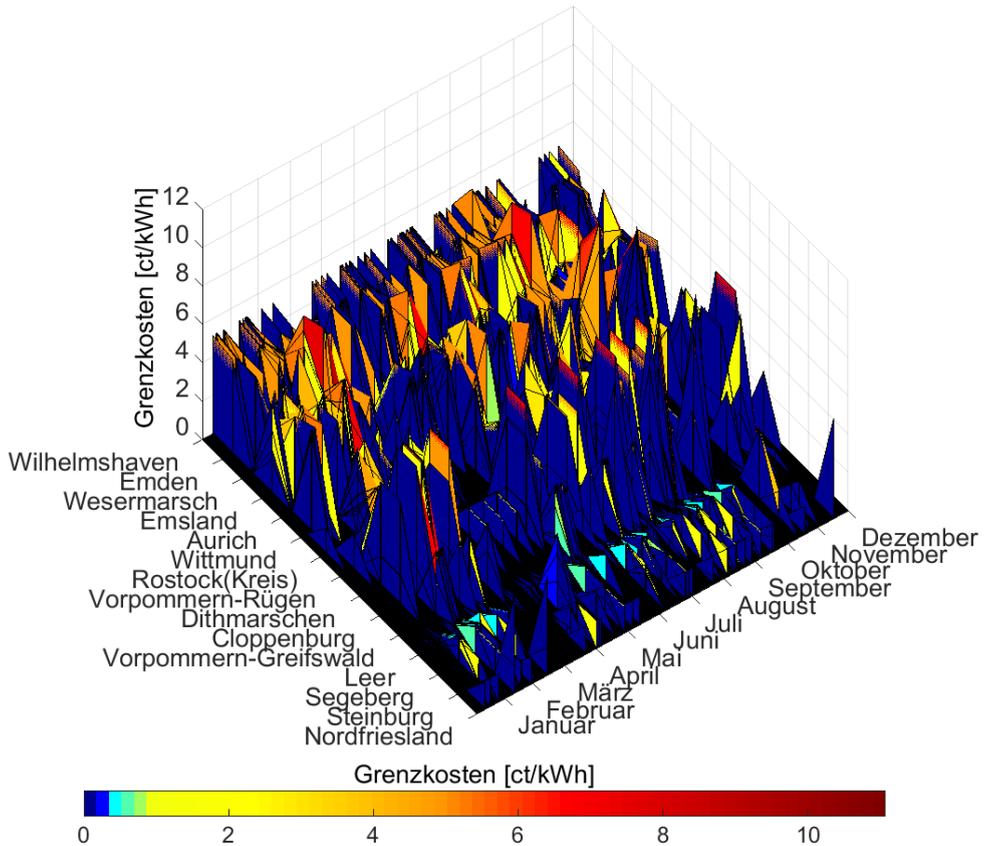


Abbildung 6.23: Stündliche Grenzkosten in den 15 Landkreisen mit einer installierten Elektrolyseleistung zur Deckung des Peak-Wasserstoffbedarfs für das Jahr 2052 aus Kapitel 5.4.1

Abbildung 6.24 zeigt das Histogramm der Grenzkosten mit Null (links) und ohne Null (rechts) in den 15 Landkreisen mit einer installierten Elektrolyseleistung zur Deckung des Peak-Wasserstoffbedarfs für das Jahr 2052 aus Kapitel 5.4.1. Wird Berücksichtigt, dass die erneuerbaren Energien mit Grenzkosten zu null zur Versorgung des Landkreises beitragen können, sind ca. 98 % der Grenzkosten zwischen 0 und 0,62 ct/kWh, vgl. Abbildung 6.24 (links). Werden die Werte mit einer Null nicht berücksichtigt, vgl. Abbildung 6.24 (rechts), sind nur noch ca. 24 % der Werte zwischen 0,001 und 0,85 ct/kWh. Weitere ca. 35 % liegen zwischen 4,26 und 5,96 ct/kWh. Dies bedeutet, dass bei Versorgungslücken der erneuerbaren Energien beispielsweise Steinkohlekraftwerke zur Deckung der Last einspringen müssen.

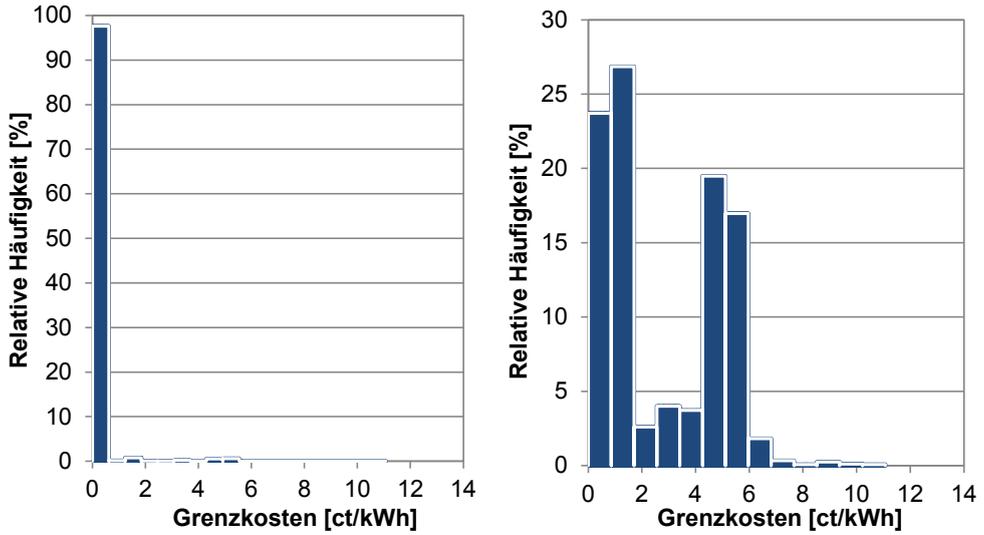


Abbildung 6.24: Histogramm der Grenzkosten mit Null (links) und ohne Null (rechts) in den 15 Landkreisen mit einer installierten Elektrolyseleistung zur Deckung des Peak-Wasserstoffbedarfs für das Jahr 2052 aus Kapitel 5.4.1

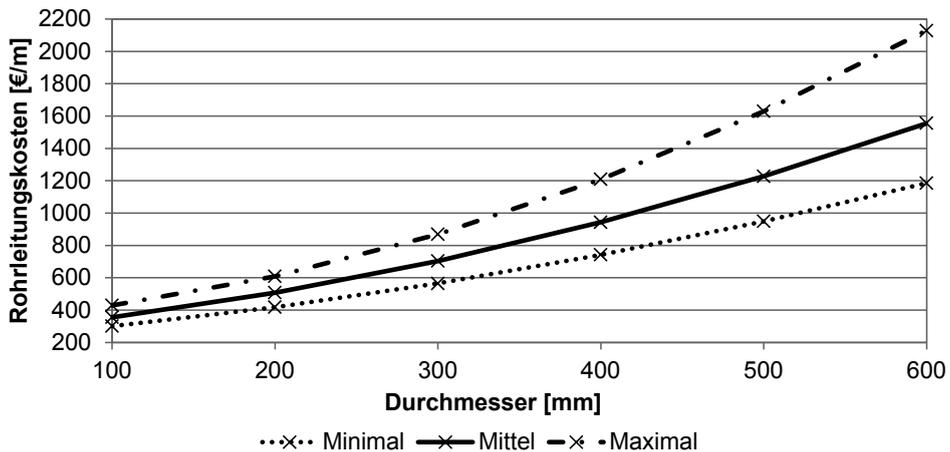
6.5 Wasserstoffpipeline für das Energiekonzept

Dieses Kapitel beschreibt beispielhaft auf der Grundlage des Energiekonzeptes die Berechnung einer Wasserstoffpipeline und deren Entry-Exit-Entgelte und analysiert diese. Dazu wird eine Pipeline für den Peak-Wasserstoffbedarf im Jahr 2052 mit 2,93 Mio Tonnen aus Kapitel 5.4.1, sowie den 15 Quellen aus Kapitel 6.4.1 berechnet. Es werden um eine Vergleichbarkeit herzustellen soweit wie möglich die Daten und Kosten nach Krieg (2012) verwendet [12].

6.5.1 Berechnung der Wasserstoffpipeline

Während in Kapitel 5.4.2 die allgemeine Methodik zur Berechnung einer Wasserstoffpipeline vorgestellt wird, werden in diesem Kapitel die Kostenfunktionen und Rahmenbedingungen die sich je unterstelltem Szenario ändern können für das Szenario des Energiekonzeptes aus Kapitel 6 beschrieben und modelliert.

Krieg (2012) berechnet drei Kostenfunktionen „Minimal“, „Mittel“ und „Maximal“, welche die Rohrleitungskosten der Wasserstoffpipeline und die Kosten für Kompressoren berücksichtigen, vgl. Abbildung 6.25 [12, S. 161]. Diese Kostenfunktionen werden entsprechend für die Berechnung verwendet.



Rohrleitungskosten		Kostenfunktion (d in [mm])
Minimal	[€/m]	$1,5 \cdot 10^{-3} \cdot d^2 + 0,72 \cdot d + 213,9$
Mittel	[€/m]	$2,2 \cdot 10^{-3} \cdot d^2 + 0,86 \cdot d + 247,5$
Maximal	[€/m]	$4 \cdot 10^{-3} \cdot d^2 + 0,6 \cdot d + 329$

Abbildung 6.25: Kostenfunktion der Rohrleitungskosten, inklusive Material und Kompression in Abhängigkeit des Durchmessers [12, S. 161]

Eine weitere Komponente, welche bestimmt wie viele Tankstellen an das Distributionsnetz angeschlossen werden müssen, ist der potentiell mögliche Tagesabsatz einer Tankstelle. Krieg (2012) berechnet für 9.860 Tankstellen bei einem jährlichen Gesamtverbrauch von 5,4 Mio Tonnen 1.500 kg/Tag je Tankstelle aus [12, S. 195]. Damit eine flächendeckende

Versorgung beibehalten wird, werden die täglichen Absatzmengen je Tankstelle entsprechend dem neuen Gesamtverbrauch von 2,93 Mio. Tonnen auf 803 kg/Tag angepasst.

6.5.2 Analyse der Wasserstoffpipeline

Abbildung 6.26 zeigt die Wasserstoffpipeline zur Versorgung von $\frac{3}{4}$ des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff aus einem regenerativen Energiekonzept, vgl. Kapitel 6.1. Das Transmissionsnetz hat eine Gesamtlänge von 12.104 km bei Investitionskosten von 6,68 Mrd. €, unter Verwendung der Kostenfunktion „Mittel“ aus Abbildung 6.25. Das Distributionsnetz versorgt insgesamt 9.968 Tankstellen und hat eine Gesamtlänge von 29.671 km. Die Investitionskosten betragen, unter Verwendung der Kostenfunktion „Mittel“ aus Abbildung 6.25, 12 Mrd. €. Bei der Kostenfunktion „Minimal“ betragen die Investitionskosten 5,38 Mrd. € für das Transmissionsnetz und 10,16 Mrd. € für das Distributionsnetz bzw. bei der Kostenfunktion „Maximal“ 8,29 Mrd. € und 14,62 Mrd. €. Somit liegen die Gesamtkosten für eine Pipeline, Material und Kompression zwischen 15 und 23 Mrd. €.

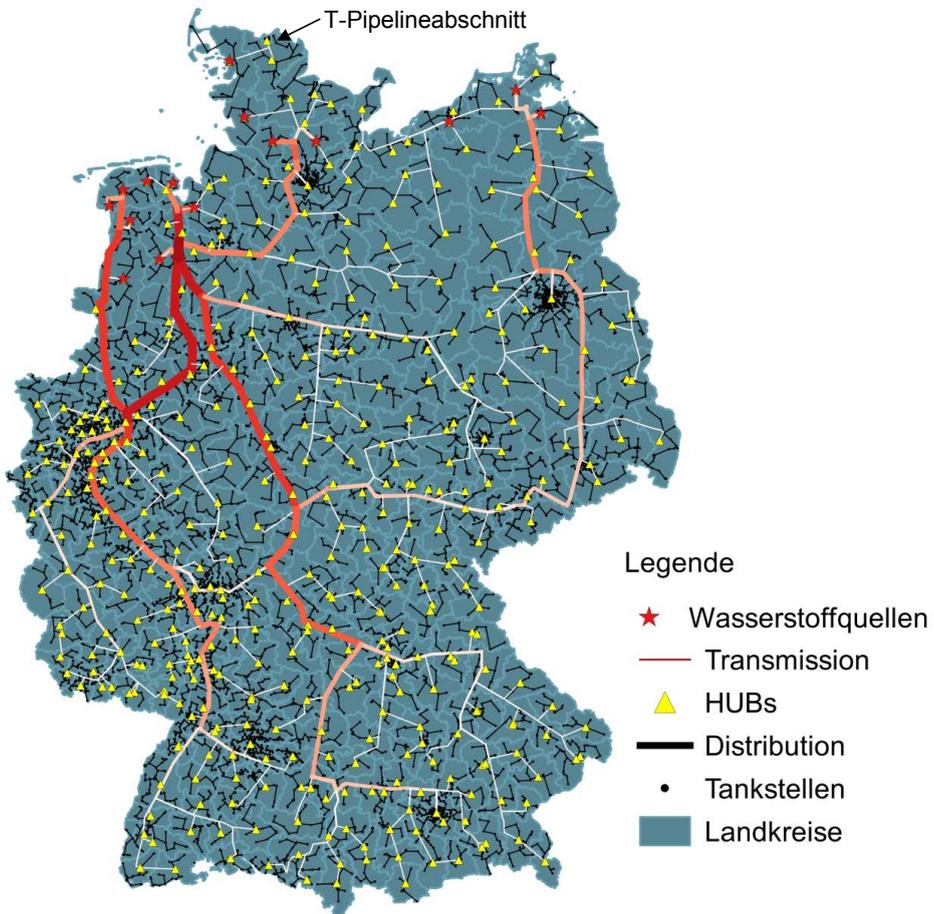


Abbildung 6.26: Wasserstoffpipeline zur Versorgung von $\frac{3}{4}$ des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff aus einem regenerativen Energiekonzept

Krieg (2012), welcher als Quelle von einer Kohlevergasung in Nordrhein-Westfalen und der Anbindung der Elektrolyseure im Norden ausgeht, berechnet eine Länge für das Transmissionsnetz von 12.000 km und für das Distributionsnetz von 36.000 km [12, S. 196]. Somit ergeben sich Unterschiede in der Länge, im Vergleich zur Berechnung in dieser Arbeit, von +104 km für das Transmissionsnetz bzw. -6329 km für das Distributionsnetz. Die verringerte Länge und der niedrigere Wasserstoffverbrauch mit ca. 3 zu 5,4 Mio. t führt dementsprechend auch zu einer Reduktion der Gesamtkosten der Wasserstoffpipeline. Die Berechnung von Krieg (2012) ergibt einen Erwartungswert von 23 Mrd. €, welcher den maximalen Wert der in dieser Arbeit berechneten Wasserstoffpipeline darstellt [12, S. 196].

Im Norden von Schleswig-Holstein ergibt sich, auf Grundlage der verwendeten Methodik und der Inputwerte, ein abgeschlossener T-Pipelineabschnitt. Dieser bildete sich auch bei der Modellierung von Krieg (2012) heraus [12, S. 168]. Auch wenn aus der Optimierung der verwendeten Methodik heraus kein Anschluss an das gesamtdeutsche Pipelinennetz erfolgt, stellt dies eine mögliche Option dar. Weiterhin scheint dieser Abschnitt aufgrund seiner vergleichsweise geringen Gesamtlänge von ca. 57 km besonders geeignet zu sein, die Wasserstoffpipeline unter anderem dort zu initiieren. Zur Einordnung: Die chemische Industrie nutzt zurzeit eine 240 km lange Wasserstoffpipeline im Ruhrgebiet – Air Liquide – sowie ein 100 km lange bei Leuna – Linde –, vgl. Kapitel 3.1.2.

6.5.3 Berechnung der Entry-Exit-Entgelte

Während in Kapitel 5.4.3 die allgemeine Methodik zur Berechnung der Entry-Exit-Entgelte vorgestellt wird, werden in diesem Kapitel die genauere Herleitung der für das Energiekonzept aus Kapitel 6 notwendigen Berechnungsformeln, beispielsweise der Umlage der Wiederbeschaffungskosten mittels Verteilschlüsseln, beschrieben. Die Grundlage der Entry-Exit-Entgelte liefern die Investitionskosten von 6,68 Mrd. € der Transmissionspipeline aus Kapitel 6.5.2. Die Wiederbeschaffungskosten pro Jahr berechnen sich mit einem WACC von 8 % und einer Laufzeit von 40 Jahren zu 280 Mio. €.

Mittels Dijkstra Algorithmus wird von jeder Quelle zu jeder Senke der kürzeste Pipelineweg berechnet sowie dessen Wiederbeschaffungskosten bestimmt. Dadurch ergibt sich eine 15×413^{54} Stückkostenmatrix [A]. Die Summe der Stückkostenmatrix [A] ergibt die Gesamtstückkosten. Dabei sind die Gesamtstückkosten größer als die oben berechneten 280 Mio. €. Dies ist darauf zurück zu führen, dass beispielsweise der kürzeste Weg von benachbarten Senken, die aus einer Quelle versorgt werden, über zum Teil die gleichen Pipelinestücke führen. Daher müssen die Stückkosten entsprechend auf die Exit-Entgelte der Landkreise umgelegt werden.

Im ersten Schritt werden dazu die Wiederbeschaffungskosten mit dem Wasserstoffverbrauch des jeweiligen Landkreises gewichtet. Sind beispielsweise zwei Wasserstoffverbraucher direkt nebeneinander, hoher und niedriger Wasserstoffverbrauch, muss der Landkreis mit dem hohen Verbrauch entsprechend einen höheren Anteil an den Wiederbeschaffungskosten zahlen.

Im Gegensatz zu der Methodik von KEMA (2012), welche die Summe der quadratischen Abweichungen zwischen den Entry- und Exit-Tarifen und den entsprechenden Werten der

⁵⁴ 15 Quellen und 413 Senken. Die Senken entsprechen den Landkreisen.

Stückkostenmatrix [A] minimiert, vgl. Kapitel 5.4.3 [290, S. 124 ff.], wird eine andere Methodik gewählt. Diese soll die Auswirkungen der Vernetzung bzw. die konkrete Umlage der Pipelinekosten auf die einzelnen Entry-Exit-Entgelte verdeutlichen.

Dazu wird die Stückkostenmatrizen [A] ihrer Kosten aufsteigend nach zu einer geordneten 15 x 413⁵⁵ Kostenmatrix [A*] neu zusammengefasst. Somit gibt beispielsweise die Matrix [A_{4,1}] die Kosten von Quelle 4 zu Senke 1 an, während die Matrix [A*_{4,1}] die viert niedrigsten Kosten zu Senke 1 angibt. Die Matrix [A*] kann individuell gewichtet werden und ergibt nach Gewichtung eine neue 15 x 413 Gesamtstückkostenmatrix [B*]. Im Modell sind zurzeit fünf Gewichtungen integriert, die entsprechend entweder die niedrigsten Kosten oder die hohen Kosten höher bewerten.

Die Gewichtungen erfolgen dabei über vier Funktionen, wie sie beispielsweise für die Gewichtungen auf die Exit-Entgelte in Tabelle 6.1 zusammengefasst sind.

Tabelle 6.1: Gewichtungsoptionen im Modell der Pipelinekosten auf die Exit-Entgelte

Quelle-Senke-Kosten	Gewichtung														
	Niedrig										Hoch				
x ² -Funktion [%]	19	17	14	12	10	8	6	5	4	2	2	1	0	0	
x ³ -Funktion [%]	25	20	16	12	9	7	5	3	2	1	1	0	0	0	
x ⁴ -Funktion [%]	30	22	16	11	8	5	3	2	1	0	0	0	0	0	
x ¹² -Funktion [%]	61	25	10	3	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	

Die Quelle im Norden-Deutschlands ist in dieser Gewichtung nicht berücksichtigt, da sie ein eigenes Inselnetz versorgt, vgl. Kapitel 6.5.2. Die Ergebnisse der Gewichtungen „x¹²-Funktion“ und „x²-Funktion“ werden in Kapitel 6.5.4 analysiert und beschrieben. Die übrigen Gewichtungen finden sich in Anhang

6.5.4 Analyse der Entry-Exit-Entgelte

In diesem Kapitel werden die Entry-Exit-Entgelte, welche für das Energiekonzept berechnet wurden analysiert und beschrieben.

Exit-Entgelte

Abbildung 6.28 zeigt die relative Häufigkeitsdichte der Exit-Entgelte sowie die dazu passende Betaverteilung bei zwei unterschiedlichen Gewichtungen der Pipelinekosten. Die zwei Gewichtungen entsprechen den größtmöglichen Unterschieden der Gewichtungen aus Tabelle 6.1: „x¹²-Funktion“ und „x²-Funktion“. Bei der „x¹²-Funktion“ werden die niedrigsten Kosten beispielsweise mit 61 % und bei der „x²-Funktion“ mit 19 % gewichtet. Bei der „x¹²-Funktion“, vgl. Abbildung 6.28 rechts, besitzen keine Exit-Entgelte eine Wahrscheinlichkeitsdichte größer als 3,5. Der Mittelwert liegt bei 0,299 ct/kWh und das Maximum bei 0,57 ct/kWh. Demgegenüber liegen bei der „x²-Funktion“, vgl. Abbildung 6.28 links, drei Bereiche über einer Wahrscheinlichkeitsdichte von 3,5. Der Mittelwert liegt bei 0,296 ct/kWh und das Maximum bei 0,48 ct/kWh.

⁵⁵ 15 Kostenwerte und 413 Senken. Kostenwert 1 entspricht der günstigsten Versorgung des Landkreises, Kostenwert 15 entsprechend dem teuersten.

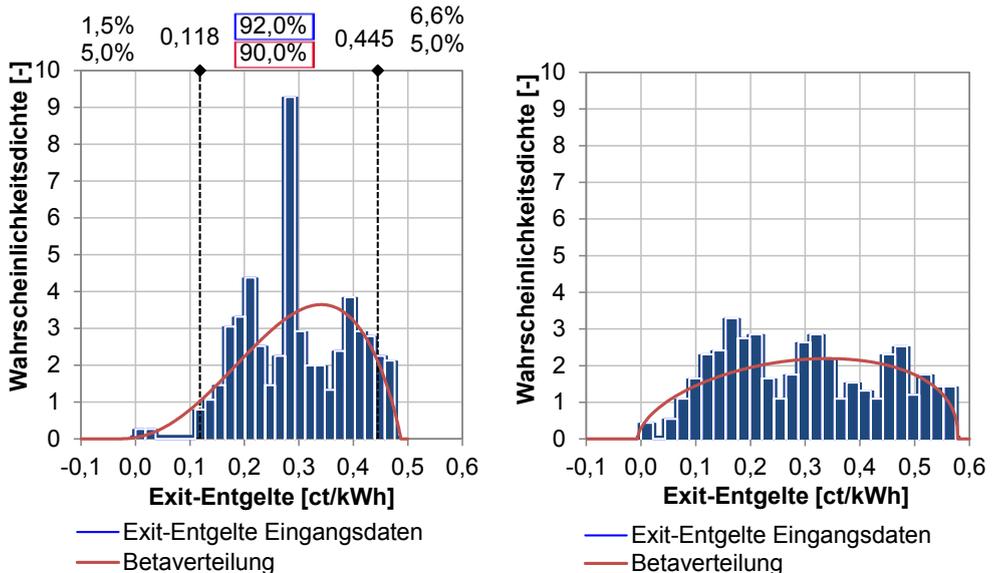


Abbildung 6.27: Relative Häufigkeitsdichte der Exit-Entgelte sowie die dazu passende Beta-Verteilung mit x^2 -Funktion (links) und x^{12} -Funktion (rechts)

Abbildung 6.28 zeigt die Exit-Entgelte je Hub nach diesen zwei Gewichtungen, der „ x^{12} -Funktion“ und der „ x^2 -Funktion“, sowie den Peak-Wasserstoffbedarf im Jahr 2052 mit in Summe von 2,93 Mio Tonnen aus Kapitel 5.4.1.

Die Gewichtung „ x^{12} -Funktion“ zeigt das erwartete Nord-Süd-Gefälle der Exit-Entgelte, welches in abgeschwächter Form auch in der Gewichtung „ x^2 -Funktion“ zu sehen ist. Dies ist dadurch begründet, dass alle Quellen im Norden Deutschlands sind und dadurch entsprechend die Transportkosten von Norden nach Süden steigen. Dies zeigt sich somit auch anhand der Exit-Entgelte: Bremen hat beispielsweise einen Wasserstoffverbrauch von ca. 15,4 Mio. kg mit Kosten pro Jahr von ca. 29 €/m³/h bei der „ x^2 -Funktion“ bzw. ca. 19 €/m³/h bei der „ x^{12} -Funktion“. Dies entspricht grob 0,1 ct/kWh bzw. 0,07 ct/kWh. Stuttgart hat einen Wasserstoffverbrauch von ca. 19 Mio. kg mit Kosten pro Jahr von 104 €/m³/h, mit der „ x^2 -Funktion“ bzw. 118 €/m³/h, mit der „ x^{12} -Funktion“. Dies entspricht grob 0,4 ct/kWh bzw. 0,45 ct/kWh.

Weiterhin ist ein Ost-West Gefälle an den Exit-Entgelten zu sehen, beispielsweise rund um die drei Quellen nordöstlich von Deutschland. Dadurch, dass den Exit-Entgelten entsprechend die günstigste Quellen mit einer hohen Gewichtung zugeordnet werden, vgl. Abbildung 6.28 (oben links), müssen die Exit-Entgelte um diesen Bereich nur den Kostenanteil von diesen drei Quellen zu den Senken tragen. Im Gegensatz hierzu wird bei der „ x^2 -Funktion“ den Exit-Entgelten auch ein Anteil der übrigen Pipeline zugeordnet. Dieser erhöhte Anteil führt daher beispielsweise im Süden Deutschlands zu einer Verkleinerung der Exit-Entgelte gegenüber Abbildung 6.28 (oben links).

Somit lässt sich zusammenfassend festhalten, dass es in dem hier analysierten Energiekonzept zu einem klaren Nord-Süd-Gefälle der Exit-Entgelte kommt. Deren Höhe ist dabei von den gewählten Gewichtungen der Kosten abhängig.

Zwei Punkte relativieren diese Feststellung: Erstens haben die Transmissionskosten mit beispielsweise 2,9 %, bei Exit-Entgelten von 0,5 ct/kWh, nur einen geringen Anteil an den gesamten Vor-Steuer-Wasserstoffkosten, vgl. Kapitel 6.6 Middle-case. Zweitens sind auch bei den Kraftstoffpreisen Unterschiede, von beispielsweise 0,7 ct/kWh, bei Super E10 mit 0,057 €/l, Bremen zu Thüringen durchaus üblich [296].

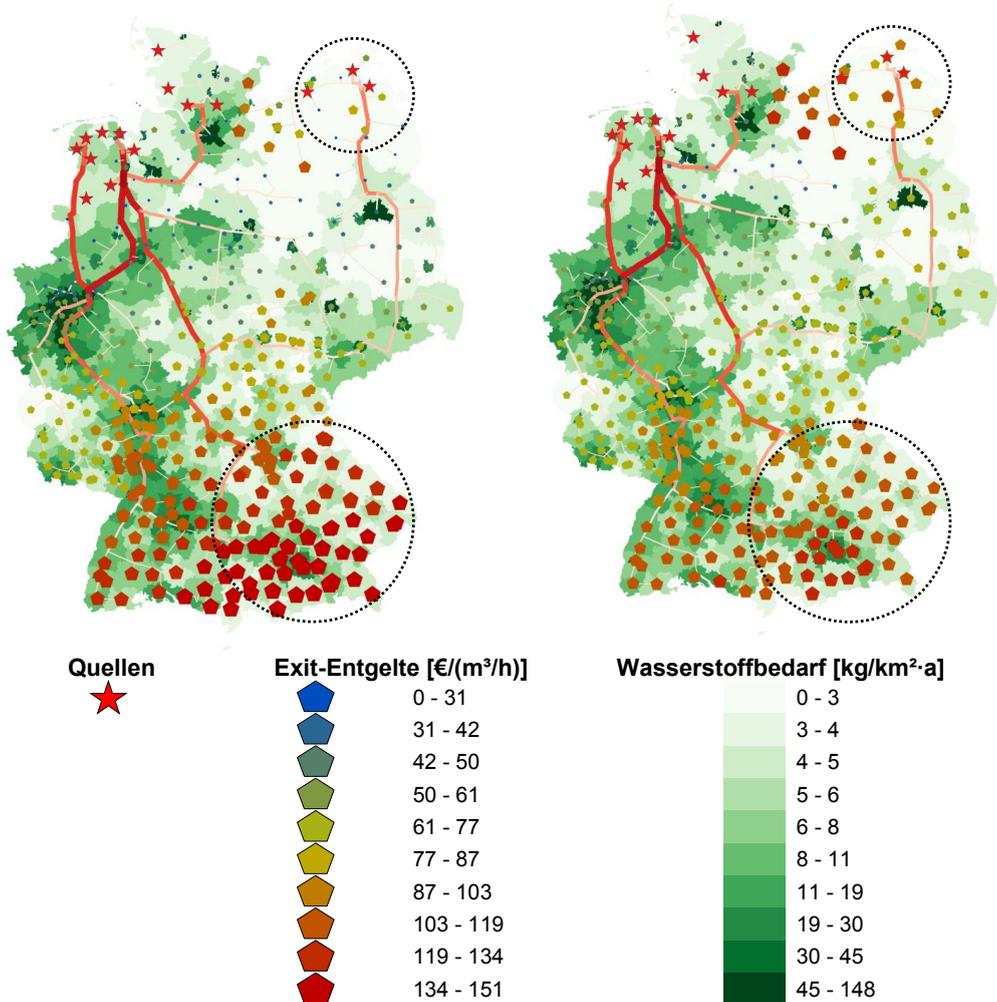


Abbildung 6.28: Exit-Entgelte nach zwei Gewichtungen: Niedrige Pipelinekosten hoch gewichtet nach x^{12} -Funktion (oben links) und niedrige Pipelinekosten niedrig gewichtet nach x^2 -Funktion (oben rechts) sowie jeweils der Wasserstoffbedarf je Landkreis im Jahr 2052

Entry-Entgelte

Abbildung 6.29 zeigt die Entry-Entgelte nach der „ x^{12} -Funktion“, vgl. Abbildung 6.29 (oben), und der „ x^2 -Funktion“, vgl. Abbildung 6.29 (unten). Bei der „ x^{12} -Funktion“ werden die niedrigsten Kosten beispielsweise mit 3 % und bei der „ x^2 -Funktion“ mit 0,7 % gewichtet.

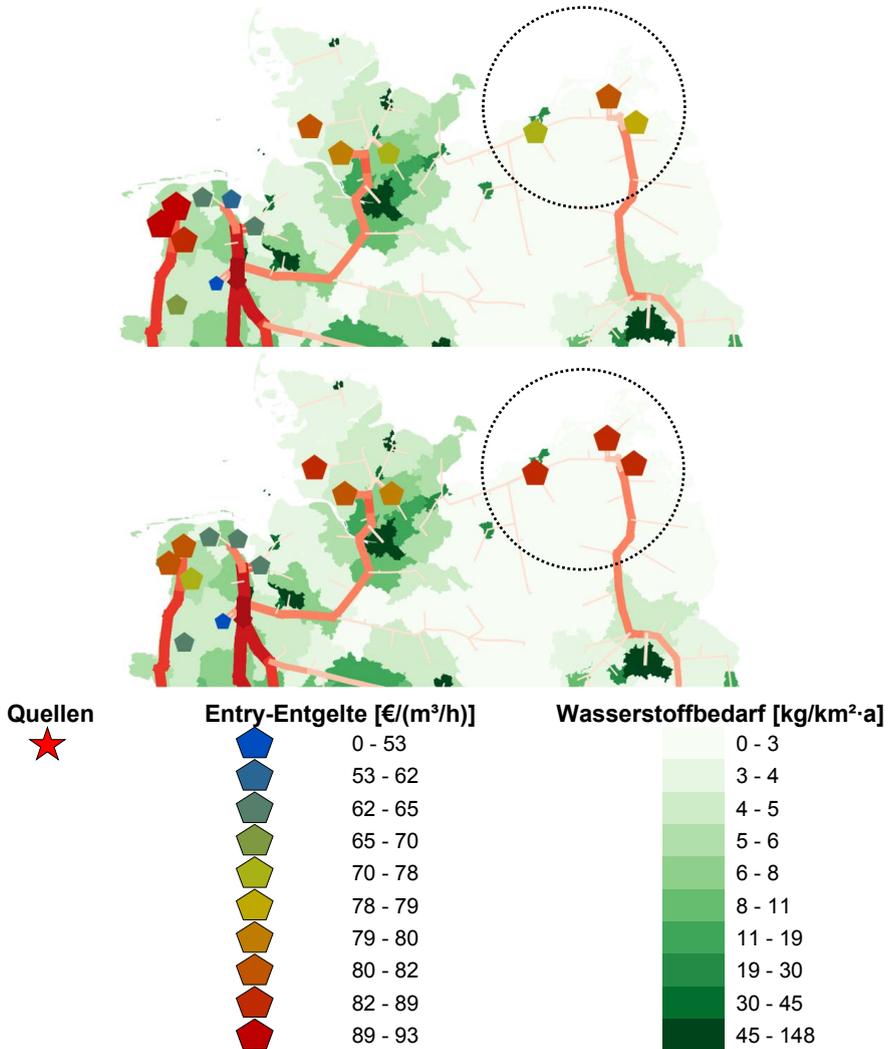


Abbildung 6.29: Entry-Entgelte nach zwei Gewichtungen: Niedrige Pipelinekosten hoch gewichtet nach x^{12} -Funktion (oben) und niedrige Pipelinekosten niedrig gewichtet nach x^2 -Funktion (unten) sowie jeweils der Wasserstoffbedarf je Landkreis im Jahr 2052

Diese insgesamt niedrigere Gewichtung, im Vergleich zu der Gewichtung der Entry-Entgelte, ist darauf zurück zu führen, dass bei den Entry-Entgelten 413 Landkreise auf die 15 Quellen umgelegt werden müssen.

Grundsätzlich lässt sich bei den Entry-Entgelten die Gleiche Ost-West Tendenz wie bei den Exit-Entgelten ablesen. Werden die niedrigen Kosten hoch gewichtet, vgl. Abbildung 6.29 (oben), führt dies im Osten zu niedrigeren Entgelten gegenüber dem Westen. Dies verhält sich umgekehrt, wenn die niedrigen Kosten niedrig gewichtet werden, vgl. Abbildung 6.29 (unten). Dies lässt sich dadurch erklären, dass die Quellen im Westen die höheren installierten Leistungen der Elektrolyseure aufweisen, vgl. Abbildung 6.20 (unten rechts). Folglich müssen diese Quellen ein Großteil der Senken im Süden decken.

6.6 Vor-Steuer-Wasserstoffgestehungskosten

Dieses Kapitel beschreibt die Berechnung der Wasserstoffgestehungskosten an der Tankstelle. Dazu wird die berechnete Wasserstoffpipeline aus Kapitel 6.5, welche für den Peak-Wasserstoffbedarf im Jahr 2052 mit 2,93 Mio Tonnen aus Kapitel 5.4.1 sowie den 15 Quellen aus Kapitel 6.4.1 ausgelegt ist, übernommen.

Es wird die Methodik von Stolten et al (2012) verwendet [11; 107; 297; 298]. Dazu werden die benötigten Inputwerte in drei Kategorien eingeteilt: „Best case“, „middle case“ und „worst case“.

Die Inputwerte für den „best case“ entsprechen den Minimum-Werten aus Tabelle 7.2, die Ausnahme bildet der Wirkungsgrad, hier wird das Maximum gewählt.

Die Inputwerte für den „middle case“ entsprechen den Modus-Werten aus Tabelle 7.2.

Die Inputwerte für den „worst case“ entsprechen den Werten des bisherigen Energiekonzeptes. Die Begründung für die Inputwerte ist Kapitel 7.2 zu entnehmen.

Die Kostendaten der Wasserstoffpipeline für das Transmissionsnetz werden unverändert aus Kapitel 6.5.2 übernommen. Die Kosten der Funktion „Minimal“ werden dem „best case“, die Kosten der Funktion „Mittel“ dem „middle case“ und die Kosten der Funktion „Maximal“ dem „worst case“ zugeordnet.

Aus der Analyse des Wasserstoffverbrauchs von 5,4 Mio. t heraus ergibt sich die Forderung eines 27 TWh Speichers, welcher mit Kosten von 5 Mrd. € berechnet wird. Bei einer 60 Tage Reserve erhöht sich der Speicherbedarf auf 90 TWh, was zu Kosten von 15 Mrd. € führt [107, S. 4291]. Bei gleichem Verhältnis führt dies bei 2,9 Mio. t Wasserstoff zu einem saisonalen Speicherbedarf von ca. 15 TWh und Kosten von ca. 2,7 Mrd. € bzw. bei einer 60 Tage Reserve zu einem Speicherbedarf von ca. 48 TWh und Kosten von ca. 8 Mrd. €. Die Speicherkosten werden wie folgt berücksichtigt:

- Best case: Saisonale Speicherung für 2,9 Mio. t Wasserstoff mit Kosten von 2,7 Mrd. €.
- Middle case: 60 Tage Speicherung für 2,9 Mio. t Wasserstoff mit Kosten von 8 Mrd. €.
- Worst case: 60 Tage Speicherung für 5,4 Mio. t Wasserstoff mit Kosten von 15 Mrd. €.

Die Kosten der Tankstellen werden für alle drei Fälle zu 2 Mio. € pro Tankstelle nach Schiebahn et al. gesetzt [107, S. 4292]. Dies begründet sich auf die wenig verfügbare Literatur in diesem Bereich. Daimler geht von Preisen um 1 Mio. € pro Tankstelle aus [299]. Geitmann (2004 & 2012) gibt Kosten in einer Bandbreite je nach Größe von 0,5 bis 1,5 Mio. € an [300, S. 119; 301, S. 126]. Das National Renewable Energy Lab (2013) berechnet die Kosten

für die USA mit ca. 2,4 Mio € [302, S. 5]. Somit handelt es sich bei den 2 Mio. € pro Tankstelle um eine konservative Abschätzung.

Tabelle 6.2 fasst die Inputwert der drei Fälle „best-“, „middle-“ und „worst case“ sowie die des bisherigen Energiekonzeptes des IEK-3 zusammen.

Tabelle 6.2: Inputwerte der Vor-Steuer-Wasserstoffkostenanalyse des aktualisierten Energiekonzeptes des IEK-3 aus Abbildung 6.30

	Best case	Middle case	Worst case	Bisher
LCOE [ct/kWh]	2,4	5,8	6	6
WACC [%]	3	5,8	8	8
Elektrolyse:				
spezif. Investitionskosten [€/kW]	446	500	500	500
Wirkungsgrad [%]	76	70	70	70
Betriebskosten, als Anteil an den spezif. Investitionskosten [%]	0,4	3	3	3
Wasserstoff-Speicher:				
Größe [TWh]	15	48	90	90
Kosten [Mrd. €]	2,7	8	15	15
Wasserstoffpipeline:				
Peak-Wasserstoffverbrauch [Mio. t]	2,9	2,9	2,9	5,4
Kosten Transmissionspipeline [Mrd. €]	5,4	6,7	8,3	6,5
Kosten Distributionspipeline [Mrd. €]	10,1	12	14,6	16
Tankstellen:				
Kosten pro Tankstelle [Mio. €]	2	2	2	2

Abbildung 6.30 zeigt die Ergebnisse der Vor-Steuer-Wasserstoff-Kostenanalyse des aktualisierten und bisherigen Energiekonzeptes. Die Zielkosten des Wasserstoffs an der Tankstelle berechnen sich wie folgt: Bei Vor-Steuer-Kosten von Benzin an der Tankstelle mit 8 ct/kWh und einem Wasserstoffverbrauch der Brennstoffzellenfahrzeuge von 1 kg pro 100 km ergeben sich Zielkosten von 16 ct/kWh. Diese Zielkosten erhöhen sich auf 22,9 ct/kWh bei einem Wasserstoffverbrauch der Brennstoffzellenfahrzeuge von 0,7 kg pro 100 km. Diese Zielkosten sind somit der Benchmark einer Wasserstoffinfrastruktur.

Abbildung 6.30 (rechts) zeigt die Vor-Steuer-Kosten des bisherigen Energiekonzeptes nach Stolten et al (2012) [11; 107; 297; 298]. Dazu wird das Konzept und die Kosten für eine Wasserstoffpipeline von Krieg (2012) verwendet [12]: Diese berechnet sich aus einer Transmissionspipeline mit Kosten von ca. 6,5 Mrd. € und einer Distributionspipeline mit Kosten von ca. 16 Mrd. €. Die Wasserstoffpipeline hat, im Gegensatz zum aktualisierten Energiekonzept, nicht nur Quellen aus Stromüberschüssen von erneuerbaren Energien, sondern auch Quellen die Wasserstoff über eine Kohlevergasung herstellen, vgl. Kapitel 5.1 und Kapitel 5.4.2. Weiterhin wird der Wasserstoffverbrauch nach GermanHy (2009) mit 5,4 Mio. t angenommen [108]. Dieser Verbrauch berücksichtigt neben dem Wasserstoffverbrauch der Pkw-Fahrzeuge auch den Wasserstoffverbrauch von leichten Nutzfahrzeugen. Somit ist die von Krieg (2012) berechnete Wasserstoffpipeline auf diesen Verbrauch ausgelegt. Die weiteren Inputdaten sind der Abbildung 6.30 (rechts) Punkte 1 bis 7 zu entnehmen.

Die Vor-Steuer-Kosten des bisherigen Energiekonzeptes betragen in Summe über alle Kostenbestandteile – Energie, Kapital, Kapitalkosten und Wartung/Betrieb – 19,6 ct/kWh. Dies bedeutet, dass bei einem Wasserstoffverbrauch der Brennstoffzellenfahrzeuge von 0,7 kg pro 100 km bereits die Zielkosten um 3,3 /ct/kWh – 22,9 - 19,6 ct/kWh – unterboten werden können.

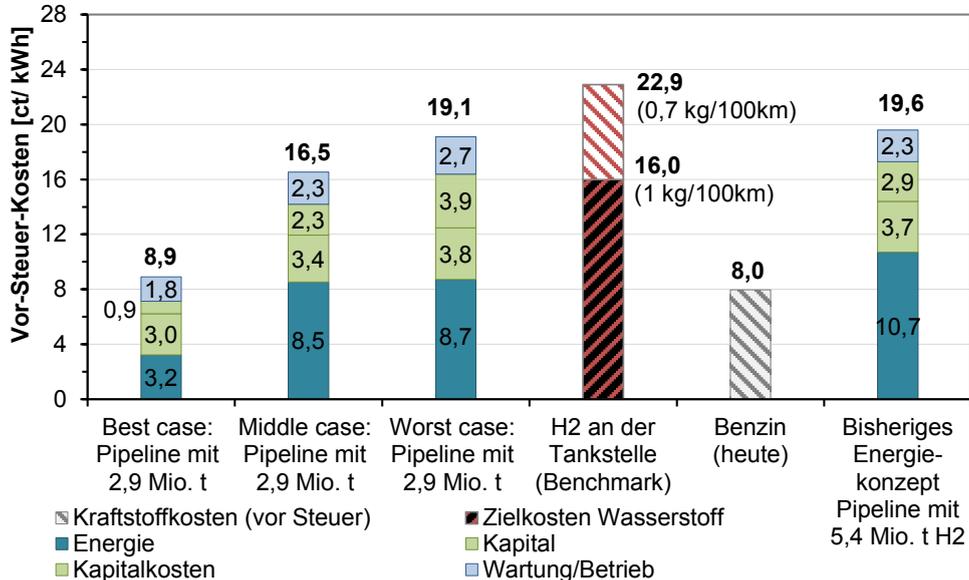


Abbildung 6.30: Vor-Steuer-Kostenanalyse des aktualisierten Energiekonzeptes des IEK-3

Die Kosten des „best-“, „middle-“ und „worst case“, vgl. Abbildung 6.30 erste von links bis dritte von links, liegen mit 8,9, 16,5 und 19,1 ct/kWh alle unterhalb der Vor-Steuer-Wasserstoffkosten des bisherigen Energiekonzeptes. Bei dem „best case“ liegen die Vor-Steuer-Wasserstoffkosten sogar unterhalb der Zielkosten von Brennstoffzellenfahrzeuge mit einem Verbrauch von 1 kg pro 100 km.

Diese drei Szenarien zeigen jedoch auch, die Bandbreite der möglichen Inputparameter. Beispielsweise könnten die Pipelinekosten des „middle case“ mit den der übrigen Kosten des „best case“ kombiniert und entsprechend neue Wasserstoffgestehungskosten berechnet werden. Für diesen und weitere Kombinationsmöglichkeiten wird entsprechend die Monte-Carlo-Simulation in Kapitel 7 genutzt.

Abbildung 6.31 verdeutlicht als Tornadodiagramm die Sensitivitäten der Vor-Steuer-Wasserstoffgestehungskosten. Hier wurden die Inputwerte des „middle case“ aus Abbildung 6.30 um jeweils plus und minus 10 % verändert und deren Einfluss absteigend aufgetragen. Die Stromkosten beispielsweise verändern die Vor-Steuer-Wasserstoffkosten bei einer Erhöhung um 10 % gegenüber des „middle case“, mit Stromkosten von 5,8 ct/kWh, auf 17,4 ct/kWh gegenüber 16,5 ct/kWh. Dies verdeutlicht den weitreichenden Einfluss eines Strommarktdesigns, vgl. Kapitel 2, auf die Gesamtkosten.

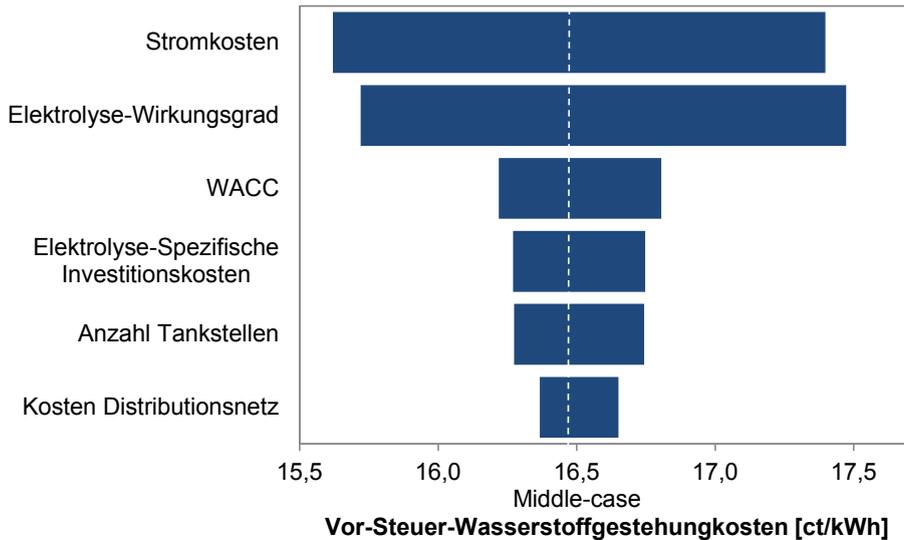


Abbildung 6.31: Tornado-Diagramm der Vor-Steuer-Wasserstoffkosten durch Veränderung der Input-Werte des middle-case um +/- 10 %

Ferner zeigt die Analyse, dass die Kosten der Tankstelle bzw. die Anzahl der Tankstellen einen erheblichen Einfluss auf die Wasserstoffgestehungskosten haben. Demnach sind insbesondere in diesem Bereich weitere Forschungsfragen, beispielsweise die langfristige Kostenentwicklung der Wasserstofftankstellen, zu beantworten.

6.7 Diskussion des Energiekonzeptes

Dieses Kapitel fasst die Konzeptionierung und Analyse des neuen Energiekonzeptes aus Kapitel 6 zusammen. Wesentliche Kernelemente sind die folgenden:

- Das neue Energiekonzept beruht auf der Annahme, dass 55 GW Photovoltaik, 60 GW Offshore-Windleistung, 170 GW Onshore-Windleistung und die übrigen erneuerbaren Energien nach ihrer Leistung im Jahr 2013 installiert sind.
- Die Analyse hat einen Überschussstrom für folgende Fälle berechnet:
 - Bilanziell – Kupferplatte und Speicher –: 165 TWh.
 - Gemeindeebene – kein Netz und keine Speicher – 539 TWh.
 - Landkreisebene – kein Netz und keine Speicher – 480 TWh.
 - Landkreisebene – 380 und 220 kV Netz und keine Speicher – 293 TWh.
 - Bilanziell – Kupferplatte und keine Speicher – 197 TWh.
 - Bilanziell – Kupferplatte und 40 GWh Speicher – 191 TWh.
- Die Wasserstoff bezogenen Ergebnisse sind:
 - Der Peak-Wasserstoffverbrauch im Jahr 2052 über alle Landkreise beträgt 2,93 Mio. t.
 - Die Landkreise zur Deckung des Peak-Wasserstoffverbrauchs Emsland, Cloppenburg, Leer, Emden, Aurich, Wittmund, Wesermarsch, Wilhelmshaven, Nordfriesland, Dithmarschen, Steinburg, Segeburg, Rostock (Kreis), Vorpommern-Rügen und Vorpommern-Greifswald, also die Quellen der Wasserstoffpipeline, befinden sich alle im Norden Deutschlands.
 - Die Elektrolyseure in diesen Landkreisen erreichen 5300 Volllaststunden.
 - Die Stromgestehungskosten der onshore WEA in diesen Landkreisen betragen im Mittel über alle Landkreise 8 ct/kWh bei einem WACC von 8 %. Die minimalen Stromgestehungskosten liegen, mit einem mittleren Wert von 4,9 ct/kWh, in Nordfriesland.
- Die Wasserstoffpipeline von diesen 15 Quellen in den ausgewählten Landkreisen zu allen Landkreisschwerpunkten besteht aus einem:
 - Transmissionsnetz mit einer Länge von 12.104 km bei Investitionskosten von 6,7 Mrd. €.
 - Distributionsnetz mit einer Länge von 29.671 km bei Investitionskosten von 12 Mrd. €. Das Distributionsnetz versorgt insgesamt 9.968 Tankstellen.

- Die Bandbreite der Kosten der Wasserstoffpipeline liegt für das:
 - Transmissionsnetz zwischen 5,4 und 8,3 Mrd. €.
 - Distributionsnetz zwischen 10,2 und 14,6 Mrd. €.
- Die berechneten Entry-Exit-Entgelte liegen mit einer Wahrscheinlichkeit von 92 % zwischen 0,118 und 0,445 ct/kWh.
- Die Entry-Exit-Entgelte weisen ein Nord-Süd Gefälle auf, welches je nach gewähltem Verteilungsschlüssel unterschiedlich stark ausfällt.
- Die Vor-Steuer-Wasserstoffgestehungskosten betragen unter diesen Rahmenbedingungen für drei Parametervariationen:
 - Best-case: 8,9 ct/kWh.
 - Middle-case: 16,5 ct/kWh.
 - Worst-case: 19,1 ct/kWh.
 - Für alle drei Fälle werden die Ziel-Wasserstoffkosten von 22,9 ct/kWh unterboten.
- Folgende Inputwerte haben, in absteigender Reihenfolge, den größten Einfluss auf die Wasserstoffkosten in dem untersuchten Energiekonzept:
 - Stromkosten
 - Elektrolyse - Wirkungsgrad
 - WACC
 - Elektrolyse - spezifische Investitionskosten
 - Anzahl Tankstellen
 - Kosten Distributionsnetz

Diese Ergebnisse sind auf folgende Analysen zurückzuführen:

Kapitel 6 zeigte die Analyse des Energiekonzeptes als Beispielszenario zur Anwendbarkeitsanalyse des entwickelten Modells aus Kapitel 5 sowie dessen Vorteile bezüglich der hohen zeitlichen und räumlichen Auflösung. Diese hohe Auflösung ermöglicht es, beliebige Szenarien in 11.268 Gemeinden auf ständlicher Ebene zu modellieren, zu visualisieren und zu analysieren.

Dazu wurde in **Kapitel 6.1** das verwendete Energiekonzept als Beispielszenario aufgestellt und beschrieben. Es werden bei den fluktuierenden erneuerbaren Energien insbesondere die Windenergie on- und offshore mit einer installierten Leistung von 170 GW bzw. 60 GW gegenüber der PV mit 55 GW favorisiert. Dies begründet sich durch die höheren Volllaststunden bzw. geringeren Stromgestehungskosten der Windenergie gegenüber der PV.

Die Modellergebnisse der Residualenergie wurden anschließend in **Kapitel 6.2** bilanziell sowie örtlich und zeitlich analysiert. Die bilanzielle Analyse in Kapitel 6.2.1 auf Bundeslandebene, mit einer Kupferplatte und perfekten Speichern, ergab einen Überschussstrom von 165 TWh, vgl. Abbildung 6.3 zweite von links. Auf Gemeindeebene, ohne Netz und Speicher, wurde ein Überschussstrom von 539 TWh, vgl. Abbildung 6.3 dritte von links berechnet. Im

worst-case für den Überschussstrom, bei einem 40 GWh Speicher und einer Kupferplatte, betrug dieser 191 TWh.

Die örtliche und zeitliche Analyse, aus Kapitel 6.2.2, des Energiekonzeptes zeigte als eine mögliche Visualisierungsform eine Deutschlandkarte der Residualenergie auf Gemeindeebene und Landkreisebene, vgl. Abbildung 6.4. Aus der Analyse dieser Daten ergab sich die Aufteilung der Bundesländer in „Überschuss-“, „Defizit-“ und „Neutrale-Bundesländer“. Die „Überschuss-Bundesländer“ Niedersachsen, Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern waren durch negative Residualenergien geprägt, welche in Summe mit elektrischem Netz ca. 284 TWh betrug. Die „Defizit-Bundesländer“ Rheinland-Pfalz, Baden-Württemberg und Nordrhein-Westfalen besitzen einen Bedarf an positiver Residualenergie mit elektrischem Netz mit in Summe von 121 TWh. Die „Neutrale-Bundesländer“ tragen im Vergleich zu den anderen Bundesländern weder maßgeblich zur positiven noch zur negativen Residualenergie bei, vgl. Abbildung 6.5.

In **Kapitel 6.3** wurden die Ergebnisse der Strompreise des zonalen Strommarktmodells sowie der Stromgestehungskosten der Onshore-Windenergie beschrieben. Der Vergleich der Einordnung der Bundesländer nach deren Residualenergie mit den Stromgestehungskosten Wind-onshore, vgl. Kapitel 6.3.1 hat gezeigt, dass eine Abhängigkeit zwischen Stromgestehungskosten und Überschussstrom vorliegt: „Defizit-Bundesländer“ haben hohe positive Residualenergien, was zu hohen Stromgestehungskosten führt. „Überschuss-Bundesländer“ haben hohe negative Residualenergien, was zu niedrigen Stromgestehungskosten führt. Die „Überschuss-Bundesländer“ haben mittlere Stromgestehungskosten von ca. 8,8 ct/kWh bei einem WACC von 8 %. Demgegenüber besitzen die „Defizit-Bundesländer“ mittlere Stromgestehungskosten von ca. 11,3 ct/kWh bei einem WACC von 8 %. Diese besitzen somit um ca. 2,5 ct/kWh höhere Stromgestehungskosten, vgl. Abbildung 6.11. Dies entspricht der Erwartung des Autors eines auf Windenergie aufbauenden Szenarios.

Aus den Berechnungen und Analysen unter anderem aus Kapitel 6.2 und Kapitel 6.3 wurden in **Kapitel 6.4** die Landkreise mit einer Wasserstoffproduktion bestimmt sowie deren Preise und Stromgestehungskosten beschrieben. Dabei zeigte sich, dass bei steigender installierter Elektrolyseleistung die durchschnittlichen Volllaststunden von 7000 h bei 1 GW auf 2520 h bei 125 GW sinken, vgl. Abbildung 6.18. Während im Bereich bis ca. 50 GW die durchschnittlichen Volllaststunden die minimalen Volllaststunden repräsentieren, liegt der Unterschied bei 125 GW zwischen den durchschnittlichen und den minimalen Volllaststunden bei 1270 h. Bei steigender Elektrolyseleistung steigt der Anteil von genutzter zur nutzbaren Energie von beispielsweise 3 % bei 1 GW auf 98 % bei 125 GW. Bei der Annahme eines zukünftigen Elektrolysewirkungsgrades von 70 %_{LHV} können bei einer installierten Elektrolyseleistung von 125 GW ca. 6,6 Millionen Tonnen Wasserstoff produziert werden. Zur Deckung des Peak-Wasserstoffbedarfs aus Kapitel 5.4.1, für das Jahr 2052 mit 2,93 Mio. t, müssten ca. 28 GW an Elektrolyseleistung in 15 Landkreisen, vgl. Abbildung 6.19 bzw. Abbildung 6.20, installiert werden.

Dies zeigte, dass unter den Rahmenbedingungen des definierten Energiekonzeptes neben dem Verkehrssektor weitere Sektoren wie zum Beispiel die chemische Industrie mit Wasserstoff versorgt werden können. Ungeachtet der benötigten Volllaststunden für einen wirtschaftlichen Betrieb der Elektrolyseure, sind dies ca. 3,67 Mio. t Wasserstoff. Alternativ könnten die installierten Leistungen der erneuerbaren Energien reduziert werden. Dies würde jedoch entsprechend zu höheren positiven Residuallasten führen.

Das Histogramm der Stromgestehungskosten mit einem WACC von 8 % der 7.978 Windenergieanlagen in den 15 Landkreisen mit einer Elektrolyseleistung zeigte, dass ca. 60 % der Windenergieanlagen Stromgestehungskosten zwischen 5,14 und 8,97 ct/kWh besitzen, vgl. Abbildung 6.22.

Das Histogramm der Grenzkosten des zonalen Strommarktmodells in den 15 Landkreisen mit einer installierten Elektrolyseleistung zur Deckung des Peak-Wasserstoffbedarfs für das Jahr 2052 aus Kapitel 5.4.1 zeigte, dass ca. 98 % der Grenzkosten zwischen 0 und 0,62 ct/kWh liegen, vgl. Abbildung 6.24 links. Werden die Werte mit einer Null nicht berücksichtigt, vgl. Abbildung 6.24 rechts, sind nur noch ca. 24 % der Werte zwischen 0,001 und 0,85 ct/kWh zu erwarten. Weitere ca. 35 % liegen zwischen 4,26 und 5,96 ct/kWh.

Nach den Analyseergebnissen können die erheblichen gesellschafts- und industriepolitischen Herausforderungen eines auf Windenergie aufbauenden Szenarios abstrahiert und darauf aufbauend entsprechende politische Handlungsempfehlungen gegeben werden. Dies verdeutlicht folgendes Beispiel: Wird im Gegensatz zum jetzigen Strommarkt, mit einem einheitlichen Strompreis für Deutschland, ein zonales Strommarktmodell umgesetzt, sind hauptsächlich im Norden Deutschlands günstige Strompreise zu finden. Dies ist dadurch begründet, dass sich dort die entsprechend hohen Onshore- und Offshore-Windenergiepotentiale befinden. Dies kann somit beispielsweise in diesen Bundesländern zur Ansiedlung energieintensiver Industrien führen, wie es bisher in Nordrhein-Westfalen aufgrund der Kohlereviere passierte.

Demnach ergeben sich für die Bundesländer mit geringeren Potentialen wie Nordrhein-Westfalen und Bayern Handlungsempfehlungen zur Integration der erneuerbaren Energien. Eine wesentliche Empfehlung wäre dabei der Ausbau des elektrischen Netzes mit dem Aufbau verschiedener Hochspannungsgleichstrom-Leitungen wie diese beispielsweise im Netzentwicklungsplan Strom dokumentiert sind [272]. Weiterhin konnten in dieser Arbeit nicht die Stromüberschüsse auf den unteren Netzebenen Mittelspannung und Niederspannung lokalisiert und quantifiziert werden. Diese Betrachtung könnte beispielsweise die Stromüberschüsse insbesondere in Nordrhein-Westfalen, aufgrund der hohen PV Leistungen, deutlich erhöhen.

In **Kapitel 6.5** wurde mit den Quellen aus Kapitel 6.4 und den Senken aus Kapitel 5.4.1 eine Wasserstoffpipeline berechnet. Die Berechnung nutzte dabei die Methodik aus Kapitel 5.4.2 und den Kostendaten aus Kapitel 6.5.1. Die Kosten für Pipeline, Material und Kompression liegen für das Transmissionsnetz bei 5,38, 6,68 und 8,29 Mrd. € je nachdem ob die Kostenfunktion „Minimal“, „Mittel“ oder „Maximal“ verwendet wird. Die Kosten des Distributionsnetzes belaufen sich bei den drei Fällen auf 10,16, 12, und 14,62 Mrd. €. Die Gesamtkosten für eine Wasserstoffpipeline liegen somit zwischen 15 und 23 Mrd. €. Die Länge des Transmissionsnetzes beträgt 12.104 km und die des Distributionsnetzes 29.671 km, vgl. Kapitel 6.5.2.

Für die berechnete Wasserstoffpipeline wurden mittels der Methodik aus Kapitel 5.4.3 und der Konkretisierung der Umsetzung in Kapitel 6.5.3 die Entry-Exit-Entgelte bestimmt. Diese liegen mit einer Wahrscheinlichkeit von 92 % zwischen 0,118 und 0,445 ct/kWh. Dabei unterscheiden sich diese erheblich je nach gewähltem Verteilungsschlüssel. Weiterhin weisen die Entry-Exit-Entgelte ein Nord-Süd Gefälle auf, welches je nach gewähltem Verteilungsschlüssel unterschiedlich stark ausfällt.

Somit hat der zukünftige Regulierer, beispielsweise die Bundesnetzagentur, für die Wasserstoffpipeline mit dem zu wählenden Verteilungsschlüssel einen Hebel, welcher die Entry-Exit-Entgelte über Deutschland vergleichmäßigen könnte. Demnach stellt sich eher die Frage, ob das klare Nord-Süd Gefälle in dieser Form toleriert werden wird. Dabei sind bereits heute regionale Unterschiede in den Benzin- bzw. Dieselpreisen durchaus üblich.

In **Kapitel 6.6** wurden die Vor-Steuer-Wasserstoffgestehungskosten an der Tankstelle für drei Szenarien berechnet. Diese drei Szenarien „best case“, „middle case“ und „worst case“ orientieren sich an den Minima, Maxima und Mittelwerten aus den Kostendaten aus der Analyse von Kapitel 6.5 bzw. der Analyse von Kapitel 7.2. Die Vor-Steuer-Wasserstoffgestehungskosten betragen für die drei gewählten Szenarien 8,9, 16,5 und 19,1 ct/kWh. Selbst im „worst case“ liegen die Wasserstoffgestehungskosten 0,5 ct/kWh unter den berechneten Wasserstoffgestehungskosten des bisherigen Energiekonzeptes des IEK-3. Zu berücksichtigen ist, dass das bisherige Energiekonzept einen Wasserstoffverbrauch von 5,4 Mio. t annahm. Für alle drei Fälle werden die Ziel-Wasserstoffkosten von 22,9 ct/kWh unterboten. Diese ergeben sich aus der Überlegung heraus, dass mit 8 ct/kWh Vor-Steuer-Kraftstoffkosten und einem Wasserstoffverbrauch der Brennstoffzellenfahrzeuge von 0,7 kg pro 100 km gerechnet wird. Selbst bei der Bedingung von anlegbaren Kosten von 16 ct/kWh bei einem Wasserstoffverbrauch von 1 kg pro 100 km werden im „best case“ diese immer noch unterschritten und im „middle case“ nur um 0,5 ct/kWh überschritten. Dabei ist zu beachten, dass bereits heute Brennstoffzellenfahrzeuge wie beispielsweise der Toyota Mirai Verbrauchswerte von 0,76 kg pro 100 km erreichen.

Daher lässt sich abschließend festhalten, dass die zu untersuchende Wirtschaftlichkeit, vgl. Zielsetzung Kapitel 1.2, des im Rahmen dieser Arbeit erstellten und untersuchten Energiekonzeptes zukünftig gegeben sein wird.

Da jedoch die Wirtschaftlichkeit von vielfältigen zukünftigen möglichen Inputparametern abhängt, wird in Kapitel 7 die Monte-Carlo-Simulation als Analysenmethode zur Prognose zukünftiger Entwicklungen genutzt.

7 Monte-Carlo-Simulation

Dieses Kapitel beschreibt die Methodik und die Ergebnisse der Monte-Carlo-Simulation. Dazu wird in **Kapitel 7.1** die grundsätzliche Herangehensweise und die theoretische Einordnung der Monte-Carlo-Simulation in potentielle Analysenmethoden zur Prognose zukünftiger Entwicklungen beschrieben. In **Kapitel 7.2** wird das Modell zur Berechnung der Wasserstoffgestehungskosten per Monte-Carlo-Simulation dargestellt sowie die Herangehensweise der Bestimmung der Wahrscheinlichkeitsverteilungen der einzelnen Inputparameter aufgezeigt. Das Modell baut dabei auf den Modellen des Strom- und Gassektors aus Kapitel 5 sowie den Rahmenbedingungen des Energiekonzeptes aus Kapitel 6 auf. In **Kapitel 7.3** werden die Wahrscheinlichkeitsverteilungen der Wasserstoffgestehungskosten am Elektrolyseur und an der Tankstelle analysiert. In **Kapitel 7.4** werden die wesentlichen Ergebnisse zusammengefasst und diskutiert.

7.1 Theoretische Einordnung

Zur Berücksichtigung unsicherer Modellparameter in der Zukunft, wie beispielsweise den Verbrauchswerten von Brennstoffzellen-Fahrzeugen, können neben Szenario-Analysen auch stochastische Simulationsverfahren, wie die Monte-Carlo-Simulation, vgl. Abbildung 7.1, genutzt werden [125, S. 21]. Unter dem Begriff Monte-Carlo-Simulation werden Simulationsmethoden verstanden, bei denen Zufallsvariablen genutzt werden [303, S. 405]. Die Grundlage bildet das Gesetz der großen Zahlen. Dieses besagt, dass die relative Häufigkeit eines Zufallsergebnisses sich seiner Wahrscheinlichkeit annähert, je häufiger das Experiment durchgeführt wird [304, S. 4]. Zur mathematischen Beschreibung siehe insbesondere Theis und Kernbichler (2002) [305].

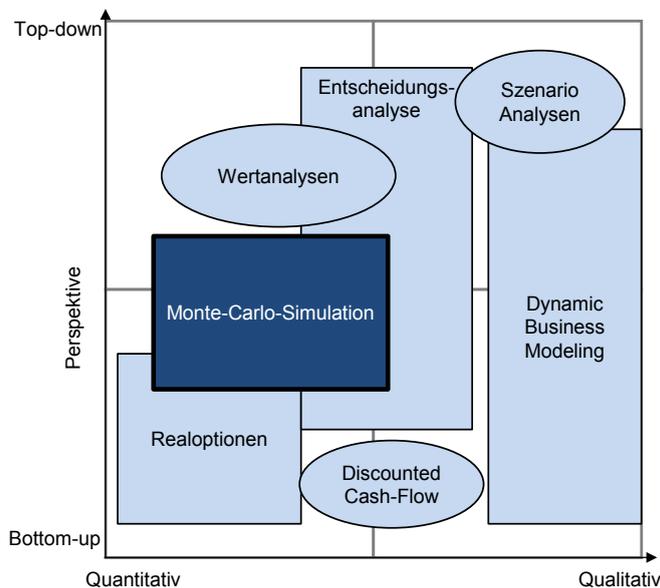


Abbildung 7.1: Perspektivische Einordnung der Monte-Carlo-Simulation in potentielle Analysenmethoden zur Prognose zukünftiger Entwicklungen [in Anlehnung an 306, S. 84]

Durch die Verbesserung der Computertechnik, insbesondere der Entwicklung der Pseudo-Zufallszahlgeneratoren, wurde auch die Monte-Carlo-Simulation weiterentwickelt. Die Anwendungsgebiete der Monte-Carlo-Simulation sind dabei sehr vielfältig: Beispielsweise im Manhattan Projekt Anfang der vierziger Jahre zur Berechnung der Kernreaktionen [307], der Risikoanalyse des Return-on-Investment-Kennzahlenbaums von Banken [308] bis hin zu einer Risikoanalyse im Zuckerrübenbau [309].

Folgendes Beispiel soll die Anwendung der Monte-Carlo-Simulation verdeutlichen: Eine Szenario-Analyse setzt den Verbrauch von Brennstoffzellen-Fahrzeugen mit 0,7 und 1 kg/100 km an und analysiert die Ergebnisse beider Szenarien. Bereits heute liegen Daten zu Verbrauchswerten von Brennstoffzellenfahrzeuge vor, beispielsweise Toyota mit dem Mirai. Diese geben einen Verbrauch von 0,76 kg/100 km – Innerorts 0,69 kg/100 km und Außerorts 0,8 kg/100 km – nach dem Regelwerk der EU2015/45ZY an [287]. Daher kann davon ausgegangen werden, dass dieser Fall mit einer hohen Wahrscheinlichkeit eintritt. Dementsprechend kann der Verbrauch beispielsweise über eine Beta-Verteilung, mit dem Minimum von 0,3 kg/100 km, dem Maximum von 0,76 kg/100 km, einem Alpha von 2 und einem Beta von 3, modelliert werden. Werden neben dem Verbrauch auch die Fahrleistung der Brennstoffzellenfahrzeuge und deren Anzahl mit einer Verteilung beschrieben, kann mittels Monte-Carlo-Simulation eine Wahrscheinlichkeitsverteilung über den Wasserstoffabsatz berechnet werden. Zur Beschreibung der Beta-Verteilung und weiterer möglicher Verteilungen für eine Monte-Carlo-Simulation sowie für Beispiele siehe Cotin und Döhler (2013) [303, S. 44]. Im Anhang O findet sich ein Histogramm der Residuallasten der „Überschuss-Bundesländer“ Niedersachsen, Mecklenburg-Vorpommern und Schleswig-Holstein sowie eine Monte-Carlo-Simulation mit 10.000 Iterationen mittels einer zur Verteilung passenden Laplace- und Beta-Verteilung.

7.2 Modell zur Berechnung der Wasserstoffgestehungskosten

In Kapitel 5.1 und Abbildung 5.2 ist die Modellumsetzung eines Strom- und Gasmarktdesigns zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff beschrieben und gezeigt worden. Das dort im Kontext der Gesamtmodellierung vorgestellte Teilelement Monte-Carlo-Simulation wird hier entsprechend detailliert beschrieben. Dazu wird in Abbildung 7.2 die Methodik aus Abbildung 5.2 um eine detaillierte Ansicht der Monte-Carlo-Simulation erweitert. Grundsätzlich erlaubt das Modell die Anwendung beliebiger Verteilungen. In dieser Arbeit werden Verteilungen auf Grundlage von Histogrammen, vgl. Abbildung 7.2 A und Kapitel 7.2.1, und Literaturwerten, vgl. Abbildung 7.2 B und Kapitel 7.2.2, bestimmt. Mittels dieser Verteilungen werden anschließend die Wahrscheinlichkeitsverteilungen der Wasserstoffgestehungskosten am Elektrolyseur, vgl. Kapitel 7.3.1, und an der Tankstelle, vgl. Kapitel 7.3.2, mittels der Monte-Carlo-Simulation berechnet.

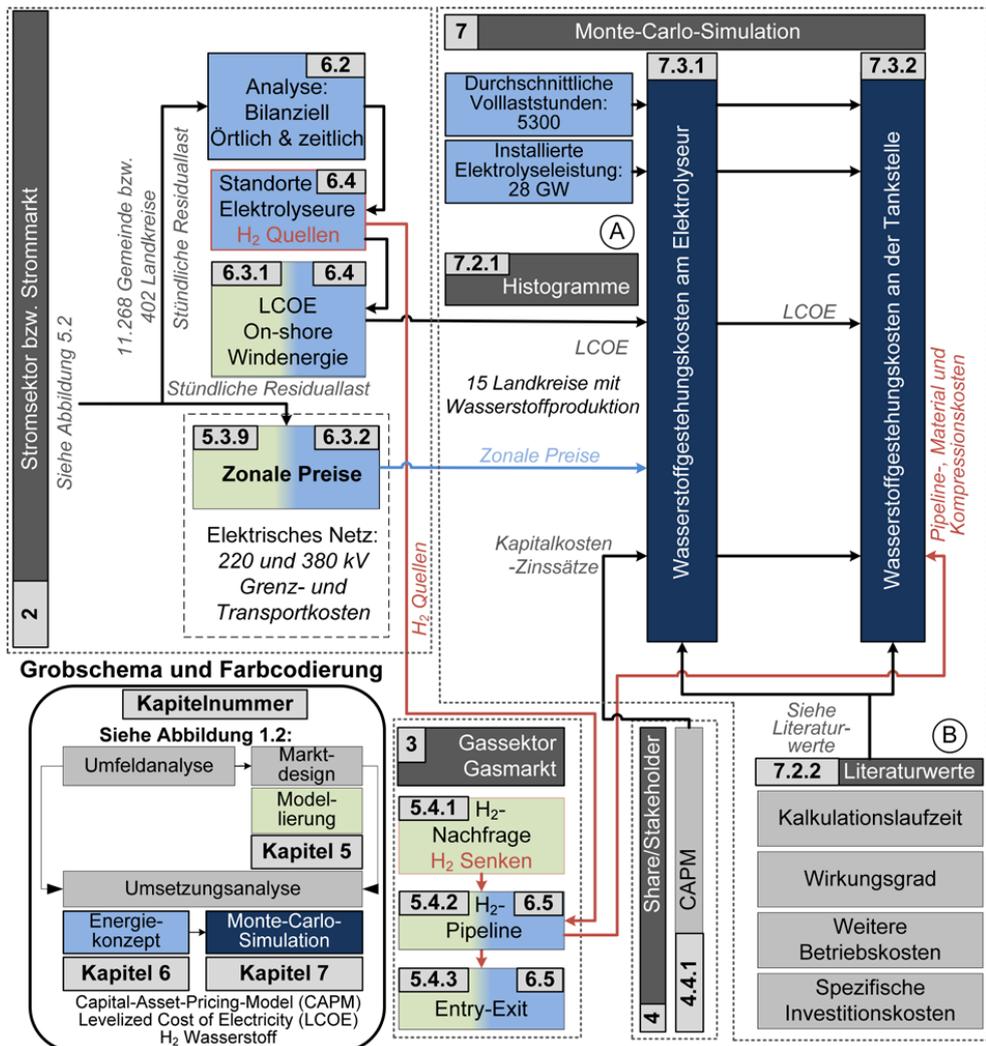


Abbildung 7.2: Methodik zur Berechnung der Wasserstoffgestehungskosten

7.2.1 Verteilungen auf Grundlage von Histogrammen

Neben der Festlegung einer Wahrscheinlichkeitsverteilung zum Beispiel anhand von Befragungen oder Erfahrungen kann auch aus bestehenden Daten eine Verteilung bestimmt werden. Dazu werden beliebige Verteilungen definiert und variiert und deren Unterschiede zu den bestehenden Daten ermittelt. Diese Unterschiede können mittels statistischer Verfahren und Analysen wie beispielsweise des Chi-Quadrat-Tests, des Bayesschen- (BIC) oder des Akaikes-Informationskriteriums (AIC) bestimmt werden. Zur Beschreibung des AIC sowie zur Integration in eine Monte-Carlo-Simulation siehe insbesondere Ando (2010) [310]. Zusammenfassend kann mittels des Informationskriteriums aus verschiedenen Modellen, beispielsweise der Dreiecksverteilung oder der Beta-Verteilung, das Modell ausgesucht werden, welches unter Berücksichtigung der Modellkomplexität am besten auf die Eingangsdaten passt [311, S. 4]. Dies wird im Modell für die Stromkosten, mit zonalen Strompreisen und Stromgestehungskosten der Windenergieanlagen onshore, und die Kapitalkosten durchgeführt.

Stromkosten

Die Stromkosten bestimmen sich über die Analyse der zonalen Stromgrenzkosten und der Stromgestehungskosten, in denen eine Elektrolyseleistung zur Wasserstoffproduktion installiert ist, vgl. Kapitel 6.4.2.

Abbildung 7.3 zeigt die relative Häufigkeitsdichte der Stromgestehungskosten der 7.978 Windenergieanlagen (links) und der Grenzkosten der 15 Landkreise (rechts) mit einer Elektrolyseleistung sowie die dazu passende Weibull- und Dreiecksverteilung:

Das Minimum, das Maximum, der Mittelwert und der Modus⁵⁶ der Stromgestehungskosten liegen bei 2,59, 20,472, 8,350 und 5,31 ct/kWh mit einem WACC von 8 %. Die entsprechenden Werte der Weibull-Verteilung und der Dreiecksverteilung liegen bei 2,515, unendlich, 8,355 und 7,147 ct/kWh bzw. 2,416, 20,476, 9,590 und 5,877 ct/kWh.

Auch wenn nach der Analyse des AIC die Weibull-Verteilung der Dreiecksverteilung überlegen ist, wird eine angepasste Dreiecksverteilung ausgewählt. Hierdurch wird ein definierter maximaler Betrag und nicht unendlich berücksichtigt. Das Maximum wird jedoch nicht wie in der Analyse zu 20,472, sondern zu 14 ct/kWh gesetzt. Dies entspricht dem maximalen Mittelwert der Stromgestehungskosten der 15 untersuchten Landkreise, vgl. Abbildung 6.21 in Kapitel 6.4.2.

Das Minimum, das Maximum, der Mittelwert und der Modus der Eingangsdaten der stündlichen Grenzkosten der 15 Landkreise beträgt 0,00131, 11,072, 2,797 und 1,412 ct/kWh. Die dazu passende Dreiecksverteilung, welche als Input für die Monte-Carlo-Simulation genutzt wird, hat die Werte 0,00106, 11,087, 3,696 und 0,00134 ct/kWh. Hier ist zu beachten, dass Werte mit Grenzkosten zu Null nicht berücksichtigt werden, zur Begründung siehe Kapitel 6.3. Daher beschreiben die Grenzkosten der Landkreise das Strompreisniveau des entsprechenden Landkreises.

⁵⁶ Häufigster Wert.

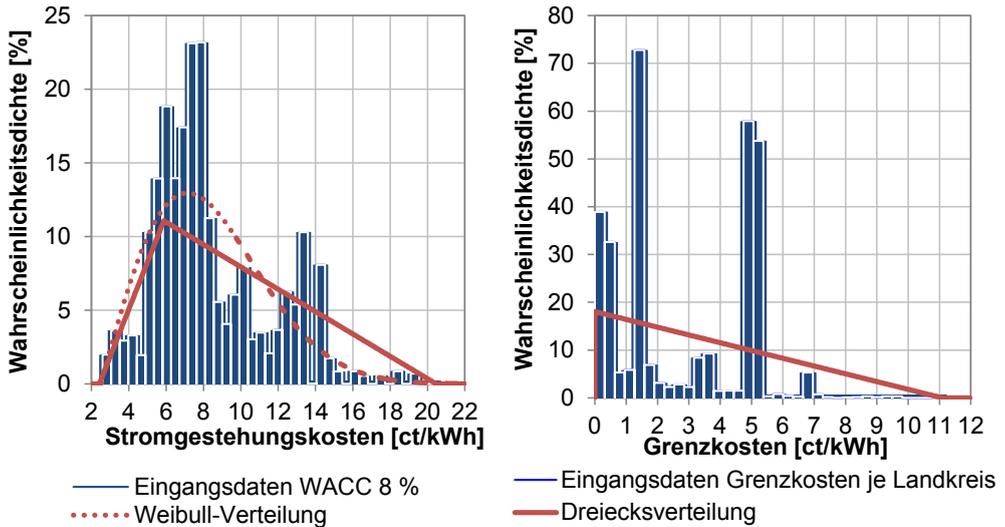


Abbildung 7.3: Relative Häufigkeitsdichte der Stromgestehungskosten der 7.978 Windenergieanlagen (links) und der Grenzkosten der 15 Landkreise (rechts) mit einer Elektrolyseleistung sowie die dazu passende Weibull- und Dreiecksverteilung

Kapitalkosten

Die Kapitalkosten setzen sich aus den gewichteten Eigenkapital- und Fremdkapitalkosten zusammen. Diese werden mittels des durchschnittlichen Kapitalkostensatzes (englisch: Weighted Average Cost of Capital, WACC) berechnet. Nachdem die aktuellen Fremdkapitalkosten unterhalb der bestimmten Eigenkapitalkosten liegen, vgl. Kapitel 4.4.1, führt eine steigende Fremdkapitalquote entsprechend zu sinkenden Kapitalkosten, vgl. Abbildung 7.4 (rechts): Die Eigenkapitalkosten werden beispielsweise mit dem Mittelwert der 31 untersuchten Unternehmen entlang der Power-to-Gas Wertschöpfungskette, vgl. Abbildung 4.4, mit 5,87 % bestimmt, die Fremdkapitalkosten mit 3,9 % nach Deloitte (2011) für E.ON [187, S. 49]. Die fehlende Erfahrung mit Projekten entlang der Power-to-Gas Wertschöpfungskette wiederum kann unternehmensintern mit einem Risikoaufschlag auf solche Projekte, berücksichtigt werden. Diese beiden Effekte werden wie folgt berücksichtigt: Es wird davon ausgegangen, dass die niedrigen Fremdkapitalkosten den Risikoaufschlag kompensieren. Somit werden zur Berechnung der Wasserstoffgestehungskosten die Eigenkapitalkosten dem Weighted Average Cost of Capital gleich gesetzt.

Abbildung 7.4 zeigt die relative Häufigkeitsdichte der Eigenkapitalkosten von 31 untersuchten Unternehmen sowie die dazu passende Beta- und Dreiecksverteilung: Das Minimum, das Maximum, der Mittelwert und der Modus der Eingangsdaten liegen bei 3,6, 8, 5,9 und 5 %. Die entsprechenden Werte der Dreiecksverteilung und Betaverteilung sind 3,3, 8,4, 5,8 und 5,8 % bzw. 3, 8,6, 5,9 und 5,8 %. Auch wenn die Dreiecksverteilung nach dem AIC gegenüber der Betaverteilung vorzuziehen ist, wurde sich für die entsprechende Betaverteilung, zur Modellierung der Kapitalkosten in dem Modell, aus folgendem Grund entschieden:

Aufgrund der hohen Unsicherheiten sollten idealerweise alle Werte unter einer Häufigkeitsdichte von 35 bleiben, was daher zur Auswahl der Beta- und Dreiecksverteilung führt.

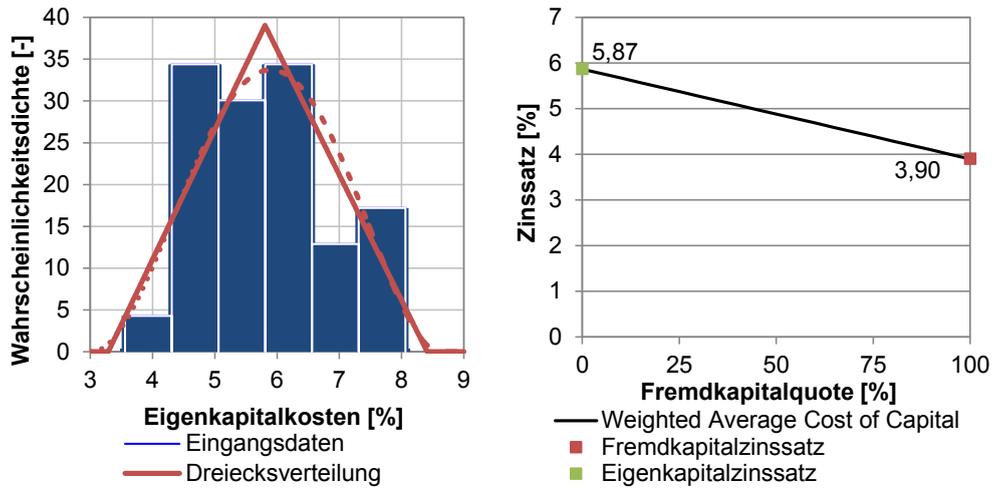


Abbildung 7.4: Relative Häufigkeitsdichte der Eigenkapitalkosten von 31 untersuchten Unternehmen sowie die dazu passende Beta- und Dreiecksverteilung (links) sowie der WACC mit steigender Fremdkapitalquote (rechts)

7.2.2 Verteilungen auf Grundlage von Literaturwerten

In diesem Kapitel werden die Verteilungen für die Monte-Carlo-Simulation mittels der Analyse von Literaturdaten bestimmt.

Elektrolyseur

Auf der Grundlage der Analyse der potentiellen Elektrolysearten in Anhang I wird sich für die Polymer-Elektrolyt-Membran (PEM)-Elektrolyse als Elektrolyseart entschieden. Daher ist zukünftig unter Elektrolyseur immer eine PEM-Elektrolyse zu verstehen. Das Modell erlaubt jedoch bei Bedarf die Verteilungen einer alkalischen Elektrolyse zu nutzen.

Investitionskosten:

Für die Investitionskosten wird eine Dreiecksverteilung genutzt, da diese klar definierte Minima und Maxima aufweist. Als Minimum der Dreiecksverteilung wird der Wert des IEK-3 Report (2013) verwendet. Dieser berechnet für das Jahr 2030 Investitionskosten für die PEM-Elektrolyse von 446 €/kW. Diese Kosten können beispielsweise dadurch realisiert werden, dass die Katalysatorbelegung bei gleicher Leistungsfähigkeit gesenkt wird bzw. Edelmetalle in der Membran-Elektroden-Einheit substituiert werden. Kommerzielle PEM-Elektrolyseure verwenden aktuell auf der Anode etwa 6 mg/cm² Iridium und auf der Kathode etwa 1 bis 2 mg/cm² Platin als Katalysator. [312, S. 153].

Als Modus werden 500 €/kW gewählt. Dies entspricht den Kosten nach Krieg (2012) [12, S. 175]. Der Maximale-Wert wird auf 630 €/kW gesetzt, was nach NEL Hydrogen (2014) den

Investitionskosten eines zukünftigen 44 MW Elektrolysekraftwerkes mit 15 bar sowie Kosten für Installation und Inbetriebnahme entspricht [313]. Diese im Vergleich zu heute niedrigen Investitionskosten kommen auch durch die folgende in der Industrie beobachtete Regel zu Stande: „Capex reduced to 1/3 per unit by increasing plant capacity by 10 times“ [313, S. 15].

Betriebskosten:

Die Betriebskosten werden als Prozent der Investitionskosten angegeben. In diesen sind Wartung, Vertrieb, Instandhaltung, Versicherungen und Stromkosten beispielsweise für Pumpen enthalten [314, S. 101]. Felgenhauer und Hamacher (2015) geben einen detaillierten Überblick über die Zusammensetzung der Betriebskosten eines Beispielerktrolyseurs [315]. Die Betriebskosten liegen im Bereich zwischen 1,5 und 5 %, immer bezogen auf die Investitionskosten [314, S. 101; 315, S. 3; 316, S. 14]. Für die Verteilung der Betriebskosten wird eine Dreiecksverteilung gewählt:

Das Minimum wird zu 1,5 % der Investitionskosten bestimmt. Dies leitet sich aus den Betriebskosten eines Elektrolyseurs mit einer installierten Leistung von 1 GW ab [316, S. 64]. Das Maximum der Betriebskosten wird zu 5 % gesetzt. Der Modus wird analog zu Stolten et al. (2013) zu 3 % gesetzt [202].

Wirkungsgrad:

Der Wirkungsgrad ist das Verhältnis von Nutzen zu Aufwand. Zur Wirkungsgradbestimmung des Elektrolyseurs ist es möglich sowohl den Brennwert (englisch: higher heating value, HHV), als auch den Heizwert (englisch: lower heating value, LHV) zu nutzen. In Europa wird beispielsweise häufig der Heizwert und international eher der Brennwert verwendet. Wird der Brennwert verwendet, ist das entstandene Wasser eine Flüssigkeit. Ist das Wasser in einem dampfförmigen Zustand, ist der Brennwert um die Verdampfungsenthalpie des Wassers geringer. Dieser Wert wird Heizwert genannt [317, S. 446]. Wird beispielsweise der in einer Elektrolyseanlage erzeugte Wasserstoff anschließend in einer Brennstoffzelle in elektrische Energie gewandelt, sollte der Heizwert des Wasserstoffs verwendet werden. Der Brennwert von Wasserstoff beträgt $3,54 \text{ kWh/m}_{\text{Norm}}^3$ und der Heizwert $3 \text{ kWh/m}_{\text{Norm}}^3$. Nach Mergel et al. (2013) ist es sinnvoll, um eine Diskussion zwischen LHV und HHV zu vermeiden, den elektrischen Energieverbrauch in kWh pro erzeugten m_{Norm}^3 Wasserstoff an zugeben. [125, S. 42; 318, S. 195; 319, S. 430]

In dieser Arbeit wird sowohl der Energieverbrauch in kWh pro erzeugten m_{Norm}^3 , als auch der Wirkungsgrad bezogen auf den Heizwert (LHV) angegeben bzw. genutzt. Aktuelle Wirkungsgrade der PEM-Elektrolyse liegen in einer Bandbreite zwischen 41 und 63 % bezogen auf den Heizwert bzw. zwischen 4,8 und 7,3 $\text{kWh/m}_{\text{Norm}}^3$ [319, S. 435]. Tabelle 7.1 zeigt die Bandbreite einer Sensitivitätsanalyse des Department of Energy (DOE) für das Jahr 2025 für den Wirkungsgrad der PEM-Elektrolyse [320, S. 6]. Es wird davon ausgegangen, dass dies den Gesamtwirkungsgrad und nicht den Stack-Wirkungsgrade darstellt⁵⁷. Die angegebenen Wirkungsgrade decken sich größtenteils mit den Angaben des Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (FCH JU): Diese gehen für die Jahre 2015, 2020, 2025 und 2030 von einem

⁵⁷ Der Baseline-Fall entspricht dem Verbrauch „Total-Electrical Usage Forecourt“ [320, S. 4].

Energieverbrauch pro erzeugtem Wasserstoff von 4,7, 4,3, 4,3 und 4,2 kWh/m_{Norm}³ bzw. von einem Wirkungsgrad bezogen auf den Heizwert von 64, 70, 70 und 71 % aus. Weiterhin wird über die Jahre eine Bandbreite angegeben. Der höchste erreichbare Wirkungsgrad liegt dabei ab dem Jahr 2020 bei 76 % bezogen auf den Heizwert bzw. 3,9 kWh/m_{Norm}³. [316, S. 11].

Tabelle 7.1: Inputwerte des DOE für Wirkungsgrade der Sensitivitätsanalyse einer PEM-Elektrolyse im Jahr 2025 [Daten aus 320, S. 6]

	Optimistisch	Basis	Pessimistisch
Elektrischer Verbrauch [kWh/m _{Norm} ³]	4	4,5	4,9
Heizwert [%]	74	66	61
Brennwert [%]	88	78	72

Zur Modellierung des Wirkungsgrades bezogen auf den Heizwert wird eine Dreiecksverteilung mit folgenden Werten gewählt: Das Minimum wird zu 4,9 kWh/m_{Norm}³ bzw. einem Wirkungsgrad bezogen auf den Heizwert von 61%, analog zu dem Szenario „Pessimistisch“ des DOE, gesetzt. Das Maximum wird zu 76 % bzw. 3,9 kWh/m_{Norm}³, analog zu dem höchsten Wirkungsgrad des FCH JU, bestimmt. Der Modus wird analog zu Schiebahn et al. (2015) auf 70 %_{LHV} bzw. 4,3 kWh/m_{Norm}³ gesetzt [107, S. 4291].

Kalkulationslaufzeit:

Die Kalkulationslaufzeit des Elektrolyseurs richtet sich nach der Absetzung für Abnutzungstabelle, der sogenannten AfA-Tabelle. Diese ist ein Hilfsmittel, um die Nutzungsdauer von Anlagengütern zu schätzen, wobei deren Angaben auf Erfahrungswissen beruhen. Sie stellen keine bindende Rechtsnorm dar, werden aber von der Rechtsprechung, der Verwaltung und der Wirtschaft allgemein anerkannt [321]. In der AfA-Tabelle für den Wirtschaftszweig „Ölmühlen und Margarineindustrie“ wird die Nutzungsdauer für Elektrolyseure mit 14 Jahren [322] und in der AfA-Tabelle für Hochschulen mit 10 Jahre angegeben [323]. Dabei können heutige Elektrolyse-Anlagen bereits System Lebensdauern von 25 Jahren bei der alkalischen Elektrolyse bzw. 20 Jahren bei der PEM Elektrolyse erreichen. Zukünftig kann dieser Wert beispielsweise im Jahr 2030 auf 30 Jahre steigen [316, S. 65]. Zur Reduzierung des Szenario-Raums, wird für die Kalkulationslaufzeit keine Verteilung, sondern ein fester Wert gewählt. Dieser richtet sich an der Kalkulationslaufzeit der Afa-Tabelle Hochschule sowie der angenommenen Kalkulationslaufzeit von Schiebahn et al. (2015) mit 10 Jahren [107, S. 4291].

Sonstige Infrastrukturkomponenten

Die Bandbreite der Infrastrukturkomponenten wie Wasserstoffpipeline, -speicher und -tankstellen werden unverändert aus Kapitel 6.6 übernommen.

7.3 Analyse der Monte-Carlo-Simulation

Nachdem in Kapitel 7.2 die Herleitung der Modellinputs für die Monte-Carlo-Simulation beschrieben wurden, werden in diesem Kapitel die Ergebnisse der Simulation analysiert. Dazu werden weiterhin die Rahmenbedingungen des Energiekonzeptes aus Kapitel 6 wie beispielsweise der installierten Elektrolyse-Leistung von 28 GW verwendet. Tabelle 7.2 fasst die benötigten Verteilungen für die Monte-Carlo-Simulation zur Berechnung der Wasserstoffgestehungskosten und die weiteren Rahmendaten zusammen. Das Modell der Strompreise mittels Kupferplatte, also das jetzige Strommarktdesign, würde aufgrund von negativen Strompreisen zu deutlich verzerrten Wasserstoffgestehungskosten führen. Dies kann für Nischen-Anwendungen möglich sein, aber nicht für ein wirtschaftliches Strom- und Gasmarktdesign zur Versorgung des Straßenverkehrs mit Wasserstoff. Daher wird diese Option, auch im Sinne der angesprochenen „worst case“ Betrachtung, vgl. Kapitel 5.2, nicht berücksichtigt.

Tabelle 7.2: Inputwerte für die Wahrscheinlichkeitsverteilungen der Monte-Carlo-Simulation zur Berechnung der Wasserstoffgestehungskosten

		Minimum	Modus	Maximum	Verteilung
Wasserstoffgestehungskosten am Elektrolyseur, siehe Kapitel 7.3.1					
Betriebskosten	Option 1: Stromgestehungskosten Windenergie onshore [ct/kWh]	2,416	5,877	14	Dreieck
	Option 2: Zonale Strompreise [ct/kWh]	0,001	0,0013	11,09	Dreieck
	Weitere Betriebskosten [% der Investitionskosten]	1,5	3	5	Dreieck
Investitionen	Spezifische Investitionskosten [€/kW]	446	500	630	Dreieck
Kalkulatorischer Zinssatz	Weighted Average Cost of Capital [%]	3	5,8	8	Beta
Weitere Rahmendaten	Wirkungsgrad bezogen auf Heizwert [%]	61	70	76	Dreieck
	Kalkulationslaufzeit [Jahre]	10			Keine
	Installierte Leistung [GW]	28			Keine
	Durchschnittliche Volllaststunden [h]	5.300			Keine
Wasserstoffgestehungskosten an der Tankstelle, siehe Kapitel 7.3.2					
Transmission	Pipeline-, Material- und Kompressionskosten [Mrd. €]	5,38	6,68	8,29	Dreieck
Distribution		10,16	12	14,62	Dreieck
Tankstellen	Kosten pro Tankstelle [Mio. €]	2	2	2	Keine
Speicher	Speicherkosten [Mrd. €]	2,7	8	15	15

7.3.1 Wasserstoffgestehungskosten am Elektrolyseur

Option 1: Stromgestehungskosten der onshore Windenergieanlagen

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse der Monte-Carlo-Simulation mit den Inputverteilungen aus Tabelle 7.2 analysiert. Dabei werden als Stromkosten die Stromgestehungskosten der onshore Windenergieanlagen (WEA), in dessen Landkreisen ein Elektrolyseur installiert ist, vgl. Kapitel 6.4.2, genutzt. Die Monte-Carlo-Simulation durchläuft 100.000 Iterationen.

Abbildung 7.5 zeigt die Ergebnisse der Wahrscheinlichkeitsverteilung der Wasserstoffgestehungskosten sowie die dazu passende Betaverteilung. Das Minimum, das Maximum, der Mittelwert und der Modus der Ergebnisverteilung der Wasserstoffgestehungskosten liegen bei 1,8, 8,2, 4,4 und 3,9 €/kg. Zum Vergleich: Krieg (2012) berechnet, unter ähnlichen Eingangsparametern, 3,9 €/kg Wasserstoffgestehungskosten einer Windstrom-Elektrolyse. Die Verteilung wird mittels einer Betaverteilung, welche nach der Berechnung des AIC, vgl. Kapitel 7.2.1, führend unter allen möglichen Verteilungen ist, angefitet. Das Minimum, das Maximum, der Mittelwert, der Modus, Alpha und Beta sind 1,8, 8,8, 4,4, und 4 €/kg bzw. 2,7071 und 4,5997. Mit diesen Werten kann dementsprechend eine Verteilung erstellt werden, welche die Wasserstoffgestehungskosten der Windstrom-Elektrolyse in dem untersuchten Energiekonzept repräsentiert. In der Verteilung liegen mit einer Wahrscheinlichkeit von 90 % die Wasserstoffgestehungskosten zwischen 2,6 und 6,6 €/kg bzw. entsprechend 7,9 und 19,7 ct/kWh.

Zum Vergleich hier die möglichen anlegbaren Kosten: Bei Benzinkosten vor Steuer von 8 ct/kWh können bei einem Wasserstoffverbrauch der Brennstoffzellenfahrzeuge von 0,7 kg/100 km bzw. 1 kg/100 km 22,9 ct/kWh bzw. 16 ct/kWh angelegt werden [11; 107; 233]. Wird von anlegbaren Kosten von 16 ct/kWh ausgegangen, liegen die Wasserstoffgestehungskosten mit einer Wahrscheinlichkeit von ca. 77 % unter diesen. Bei anlegbaren Kosten von 22,9 ct/kWh steigt die Wahrscheinlichkeit auf ca. 99,8 %.

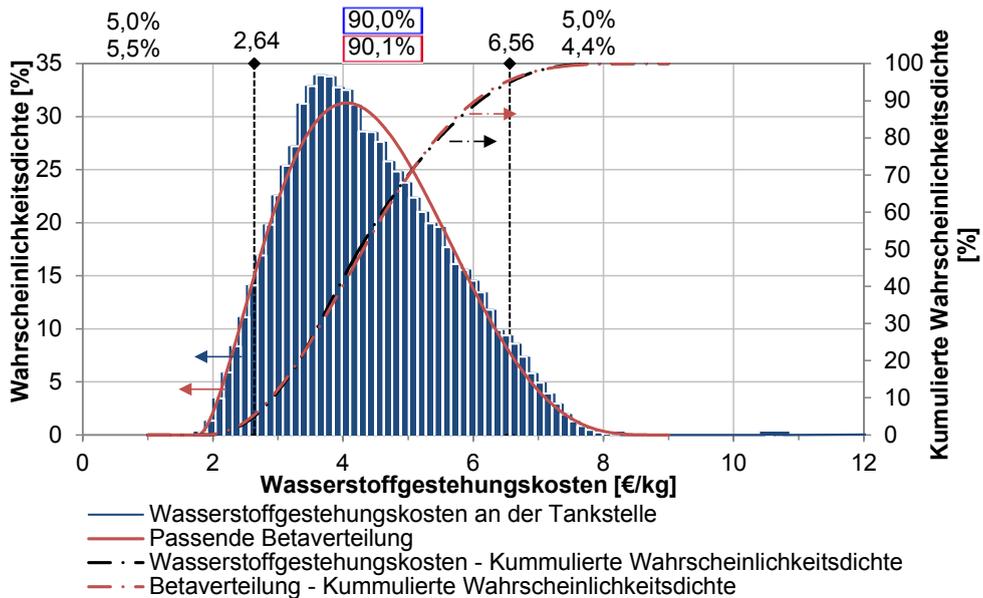


Abbildung 7.5: Ergebnis der Monte-Carlo-Simulation mit 100.000 Iterationen der Wasserstoffgestehungskosten am Elektrolyseur mit den Stromgestehungskosten der onshore Windenergieanlagen

Option 2: Zonale Strompreise

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse der Monte-Carlo-Simulation mit den Inputverteilungen aus Tabelle 7.2 analysiert. Dabei werden im Gegensatz zu dem vorigen Abschnitt nicht die Stromgestehungskosten der Windenergie onshore Anlagen, sondern die Strompreise des zonalen Strompreismodells, in dessen Landkreisen ein Elektrolyseur installiert ist, vgl. Kapitel 6.4.3, genutzt. Die Monte-Carlo-Simulation durchläuft 100.000 Iterationen.

Abbildung 7.6 zeigt die Ergebnisse der Wahrscheinlichkeitsverteilung der Wasserstoffgestehungskosten sowie die dazu passende Beta-Verteilung. Das Minimum, das Maximum, der Mittelwert und der Modus der Ergebnisverteilung der Wasserstoffgestehungskosten liegen bei 0,56, 6,7, 2,6 und 0,98 €/kg. Somit liegen die Wasserstoffgestehungskosten der Ergebnisverteilung um 1,24, 5,1, 2,8 und 3 €/kg niedriger im Vergleich mit den Wasserstoffgestehungskosten nach Option 1.

Die Verteilung wird mittels einer Beta-Verteilung, welche nach der Berechnung des AIC, vgl. Kapitel 7.2.1, führend unter allen möglichen Verteilungen ist, angefitet. Das Minimum, das Maximum, der Mittelwert, der Modus, Alpha und Beta sind 0,56, 6,9, 2,6 und 1,7 €/kg bzw. 1,5021 und 3,2261. In der Verteilung liegen mit einer Wahrscheinlichkeit von 90 % die Wasserstoffgestehungskosten zwischen 0,87 €/kg – Option 1: 2,7 €/kg – und 4,89 €/kg – 8,8 €/kg – bzw. entsprechend 2,6 ct/kWh – 8 ct/kWh – und 14,7 ct/kWh – 26,4 ct/kWh –. Wird von anlegbaren Kosten von 16 ct/kWh ausgegangen, liegen die Wasserstoffgestehungskosten mit einer Wahrscheinlichkeit von ca. 98 % unter diesen. Entsprechend liegt die Wahrscheinlichkeit bei 100 % für Wasserstoffgestehungskosten unter 22,9 ct/kWh.

Dies zeigt die hohe Diskrepanz zwischen auf Grenzkosten der konventionellen Kraftwerke bezogene Kosten mittels zonalen Strompreisen und Stromgestehungskosten der Windenergie onshore.

Zu berücksichtigen ist, dass der Wasserstoff am Elektrolyseur, auf den sich die Wasserstoffgestehungskosten beziehen, zu den Senken, also den Wasserstofftankstellen, transportiert werden muss. Dies kann beispielsweise über das in Kapitel 6.5 modellierte Wasserstoffpipelinetz erfolgen, vgl. Kapitel 7.3.2.

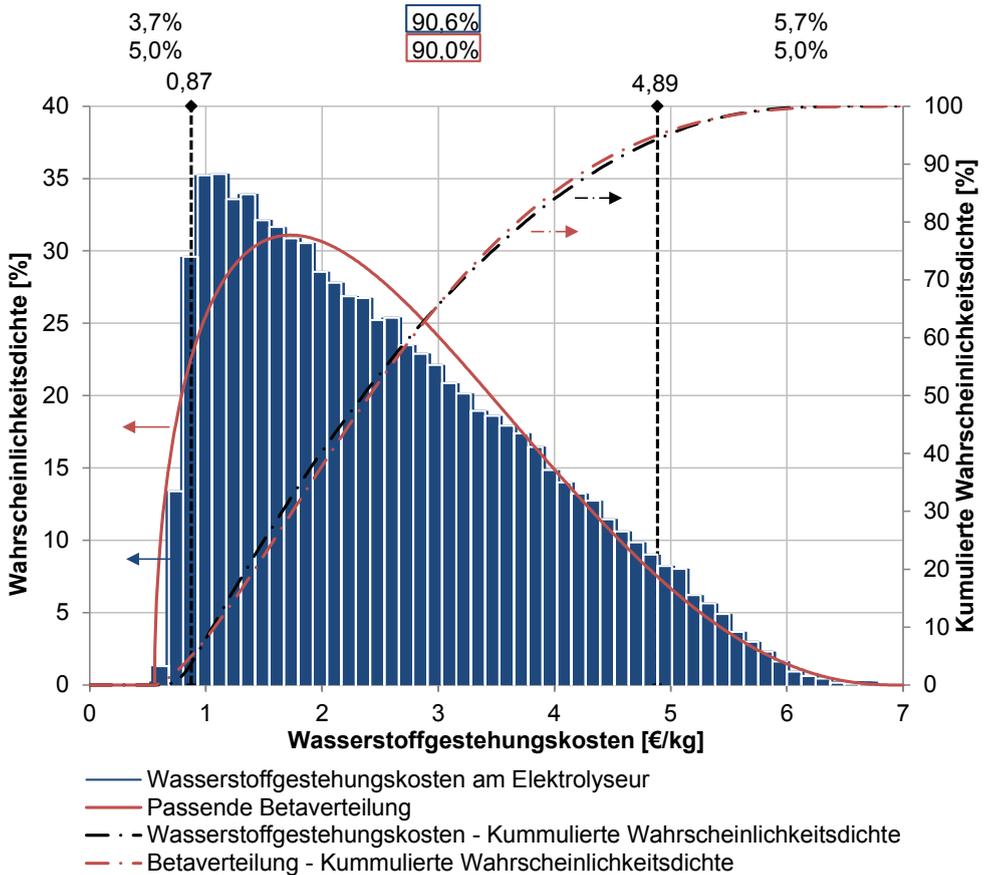


Abbildung 7.6: Ergebnis der Monte-Carlo-Simulation mit 100.000 Iterationen der Wasserstoffgestehungskosten am Elektrolyseur mit den zonalen Strompreisen

7.3.2 Wasserstoffgestehungskosten an der Tankstelle

Option 1 Stromgestehungskosten der onshore Windenergieanlagen

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse der Monte-Carlo-Simulation mit den Inputverteilungen aus Tabelle 7.2 analysiert. Dabei werden zusätzlich, im Vergleich zu Kapitel 7.3.1, die Infrastrukturkomponenten wie Pipeline, Speicher und Tankstellen berücksichtigt. Als Stromkosten werden die Stromgestehungskosten der onshore WEA, in dessen Landkreisen ein Elektrolyseur installiert ist, vgl. Kapitel 6.4.2, genutzt. Die Monte-Carlo-Simulation durchläuft 100.000 Iterationen.

Abbildung 7.7 zeigt das Ergebnis der Monte-Carlo-Simulation der Wasserstoffgestehungskosten an der Tankstelle mit den Stromgestehungskosten der onshore WEA sowie die dazu passende Betaverteilung. Das Minimum, das Maximum, der Mittelwert und der Modus der Ergebnisverteilung der Wasserstoffgestehungskosten liegen bei 3,5, 10,8, 6,4 und 5,9 €/kg.

Die Verteilung wird mittels einer Betaverteilung, welche nach der Berechnung des AIC, vgl. Kapitel 7.2.1, führend unter allen möglichen Verteilungen ist, angefitet. Das Minimum, das Maximum, der Mittelwert, der Modus, Alpha und Beta sind 3,5, 11,5, 6,4 und 6,1 €/kg bzw. 3,1142 und 5,3841.

Mit einer Wahrscheinlichkeit von 90 % liegen die Wasserstoffgestehungskosten, unter Berücksichtigung einer Pipeline, zwischen 4,55 und 8,72 € pro kg.

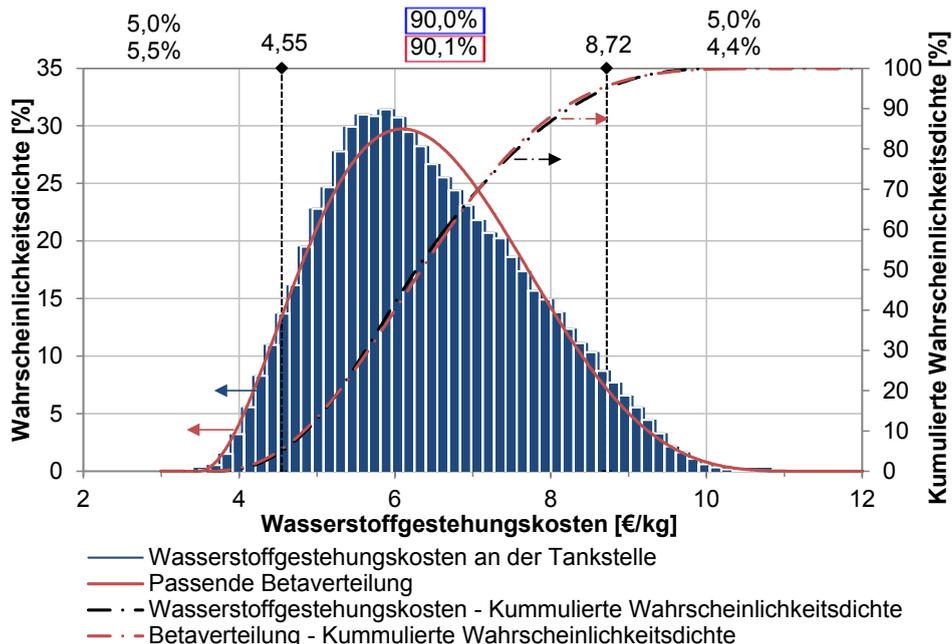


Abbildung 7.7: Ergebnis der Monte-Carlo-Simulation mit 100.000 Iterationen der Wasserstoffgestehungskosten an der Tankstelle mit den Stromgestehungskosten der onshore Windenergieanlagen

Abbildung 7.8 zeigt die Ergebnisse aus Abbildung 7.7 mit den Wasserstoffgestehungskosten in ct pro kWh. Werden in Abbildung 7.8 die potentiell anlegbaren Kosten eingetragen, kann mittels der kumulierten Wahrscheinlichkeitsdichte die Wahrscheinlichkeit bestimmt werden, mit der die Wasserstoffgestehungskosten unterhalb der anlegbaren Kosten liegen.

Beispielsweise bei Benzinkosten vor Steuer von 8 ct/kWh können bei einem Wasserstoffverbrauch der Brennstoffzellenfahrzeuge von 0,7 kg/100 km 22,9 ct/kWh anlegbare Kosten bestimmt werden, vgl. Kapitel 7.3.1. Somit würden bei diesen anlegbaren Kosten die Wasserstoffgestehungskosten mit einer Wahrscheinlichkeit von 81 % darunter liegen. Bei anlegbaren Kosten von 16 ct/kWh verringert sich die Wahrscheinlichkeit auf 21,3 %.

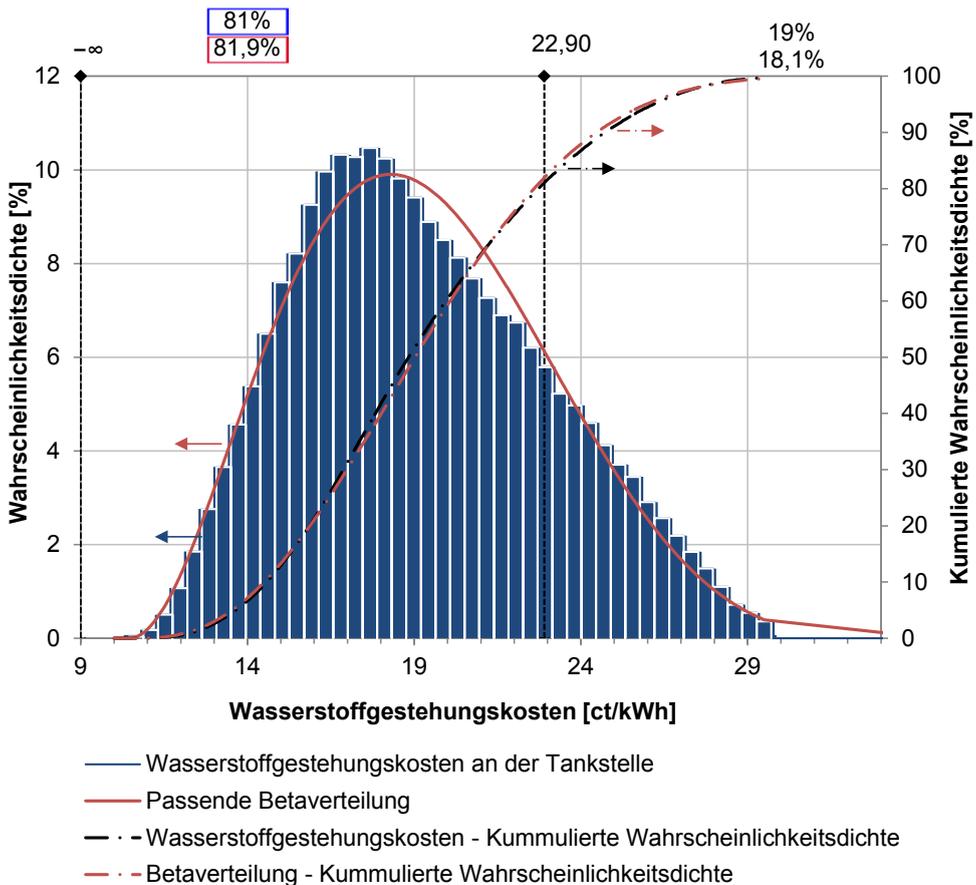


Abbildung 7.8: Ergebnis der Monte-Carlo-Simulation mit 100.000 Iterationen der Wasserstoffgestehungskosten an der Tankstelle in ct pro kWh mit den Stromgestehungskosten der onshore Windenergieanlagen sowie der Wahrscheinlichkeit anlegbarer Kosten von 22,9 ct/kWh

Option 2: Zonale Strompreise

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der Monte-Carlo-Simulation mit den Inputverteilungen aus Tabelle 7.2 analysiert. Dabei werden zusätzlich, im Vergleich zu Kapitel 7.3.1, die Infrastrukturkomponenten wie Pipeline, Speicher und Tankstellen berücksichtigt. Als Stromkosten werden nicht wie im vorherigen Abschnitt die Stromgestehungskosten der onshore WEA, in dessen Landkreisen ein Elektrolyseur installiert ist, genutzt, sondern deren zonale Strompreise, vgl. Kapitel 6.4.2, genutzt. Die Monte-Carlo-Simulation durchläuft 100.000 Iterationen.

Abbildung 7.9 zeigt das Ergebnis der Monte-Carlo-Simulation der Wasserstoffgestehungskosten an der Tankstelle mit den zonalen Strompreisen sowie die dazu passende Betaverteilung. Das Minimum, das Maximum, der Mittelwert und der Modus der Ergebnisverteilung der Wasserstoffgestehungskosten liegen bei 2,1, 8,9, 4,5 und 3,2 €/kg.

Die Verteilung wird mittels einer Betaverteilung, welche nach der Berechnung des AIC, vgl. Kapitel 7.2.1, führend unter allen möglichen Verteilungen ist, angefitet. Das Minimum, das Maximum, der Mittelwert, der Modus, Alpha und Beta sind 2,1, 9,9, 4,5 und 3,8 €/kg bzw. 2,0445 und 4,5906.

Mit einer Wahrscheinlichkeit von 90 % liegen die Wasserstoffgestehungskosten, unter Berücksichtigung einer Pipeline, zwischen 2,73 und 7,05 € pro kg.

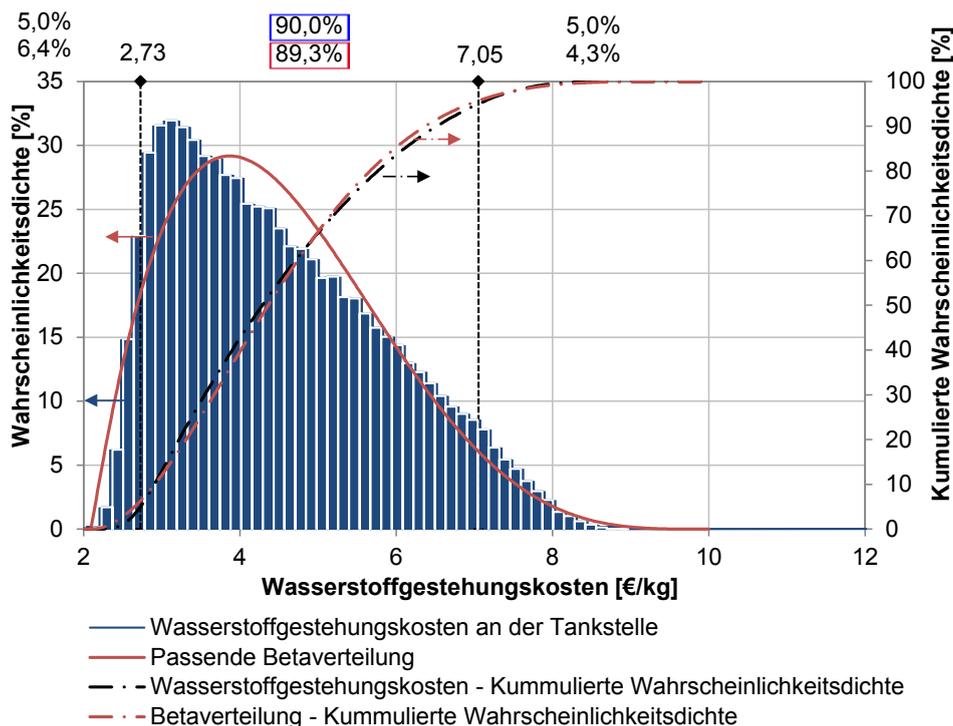


Abbildung 7.9: Ergebnis der Monte-Carlo-Simulation mit 100.000 Iterationen der Wasserstoffgestehungskosten an der Tankstelle mit den zonalen Strompreisen

Abbildung 7.10 zeigt die Ergebnisse aus Abbildung 7.9 mit den Wasserstoffgestehungskosten in ct pro kWh. Werden in Abbildung 7.10 die potentiell anlegbaren Kosten eingetragen, kann mittels der kumulierten Wahrscheinlichkeitsdichte die Wahrscheinlichkeit bestimmt werden, mit der die Wasserstoffgestehungskosten unterhalb der anlegbaren Kosten liegen.

Beispielsweise bei Benzinkosten vor Steuer von 8 ct/kWh können bei einem Wasserstoffverbrauch der Brennstoffzellenfahrzeuge von 0,7 kg/100 km 22,9 ct/kWh anlegbare Kosten bestimmt werden, vgl. Kapitel 7.3.1. Somit würden bei diesen anlegbaren Kosten die Wasserstoffgestehungskosten mit einer Wahrscheinlichkeit von 98 % darunter liegen. Bei anlegbaren Kosten von 16 ct/kWh verringert sich die Wahrscheinlichkeit auf 73 %.

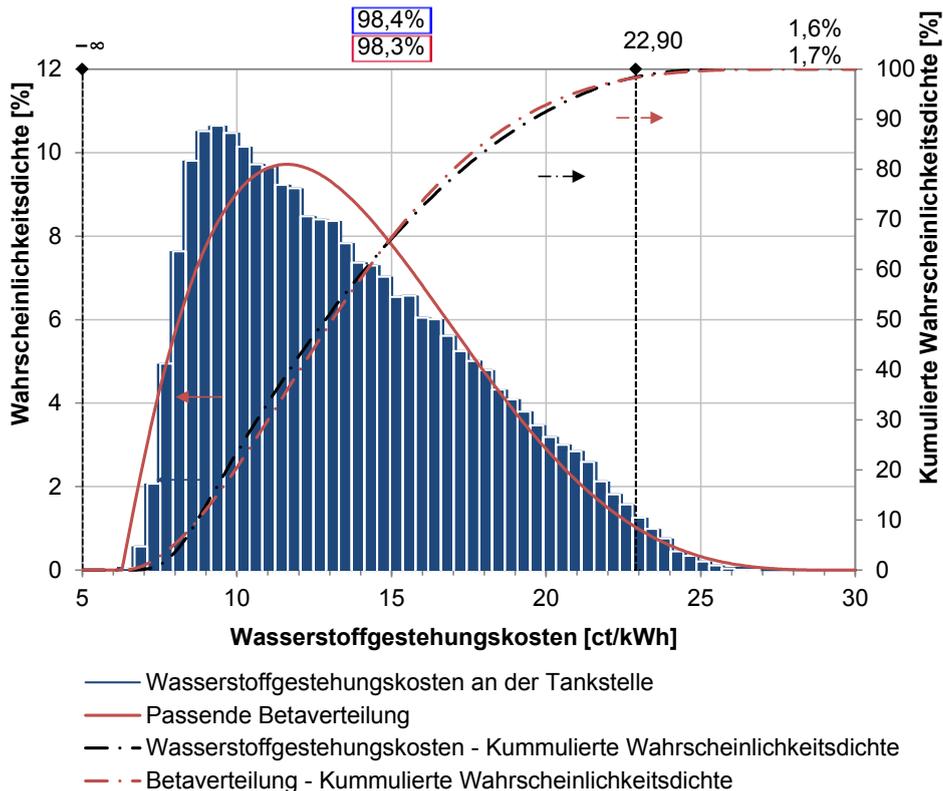


Abbildung 7.10: Ergebnis der Monte-Carlo-Simulation mit 100.000 Iterationen der Wasserstoffgestehungskosten an der Tankstelle in ct pro kWh mit den zonalen Strompreisen sowie der Wahrscheinlichkeit anlegbarer Kosten von 22,9 ct/kWh

7.3.3 Wasserstoffgestehungskosten im Vergleich

Abbildung 7.11 fasst die Wahrscheinlichkeitsdichte der Wasserstoffgestehungskosten aller vier möglichen Inputverteilungen zusammen:

- Stromgestehungskosten der onshore Windenergieanlagen ohne Wasserstoffpipeline.
- Stromgestehungskosten der onshore Windenergieanlagen mit Wasserstoffpipeline.
- Zonale Strompreise ohne Wasserstoffpipeline.
- Zonale Strompreise mit Wasserstoffpipeline.

Werden in den Wasserstoffgestehungskosten die Infrastrukturkomponenten wie Pipeline, Speicher und Tankstellen berücksichtigt, führt dies zu einer Verschiebung der Verteilung ohne diese nach rechts, vgl. Abbildung 7.11 A. Gleichzeitig sinkt die Wahrscheinlichkeit, mit der die anlegbaren Kosten von 22,9 ct/kWh unterboten werden, vgl. Abbildung 7.11 B.

Abbildung 7.11 ermöglicht es ferner je nach gewählten anlegbaren Kosten die kumulierte Wahrscheinlichkeitsdichte nach den vier untersuchten Inputverteilungen zu bestimmen.

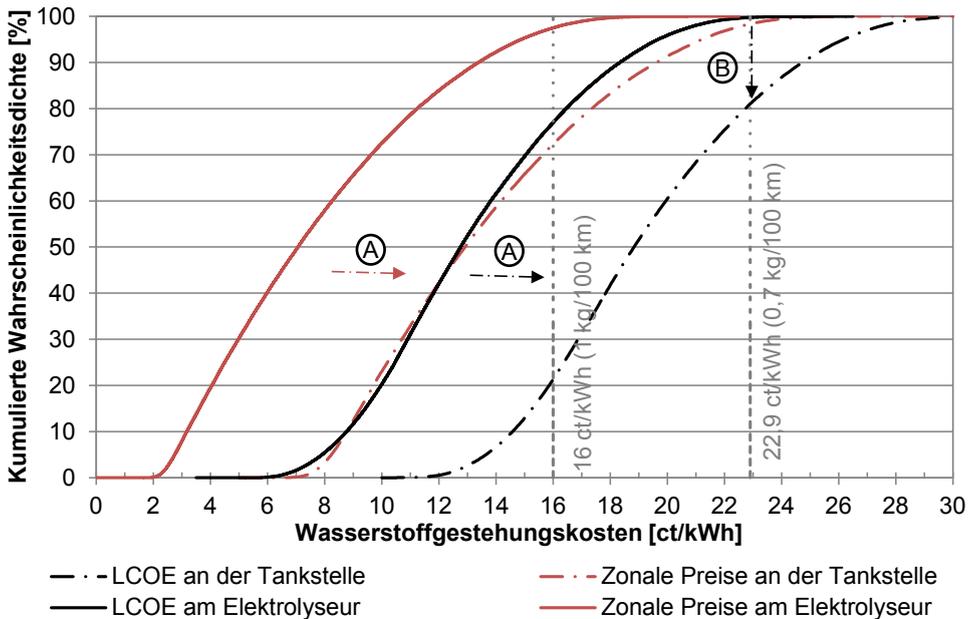


Abbildung 7.11: Kumulierte Wahrscheinlichkeitsdichte der Wasserstoffgestehungskosten mit den Stromgestehungskosten der onshore Windenergieanlagen – LCOE – und mit den zonalen Strompreisen mit und ohne Wasserstoffpipeline

7.4 Diskussion der Monte-Carlo-Simulation

Dieses Kapitel fasst die Bestimmung der Inputparameter und die Ergebnisse der Monte-Carlo-Simulation in Kapitel 7 zusammen und diskutiert diese. Wesentliche Annahmen und Ergebnisse sind:

- Für die PEM-Elektrolyse in den Jahren 2040 bis 2050 liegen
 - die spezifischen Investitionskosten in einer Bandbreite von 446 bis 630 €/kW.
 - die Betriebskosten, als Anteil an den Investitionskosten, zwischen 1,5 und 5 %.
 - der Wirkungsgrad, bezogen auf den Heizwert, zwischen 61 und 76 %.
 - die Kalkulationslaufzeit nach Afa-Tabelle zwischen 10 oder 14 Jahren. Wobei heutige Elektrolyseure bereits Lebensdauern von 20 Jahren erreichen.
- Für die Inputparameter der Stromkosten:
 - Die Stromgestehungskosten der onshore Windenergieanlagen (WEA) liegen zwischen 2,4 und 14 ct/kWh.
 - Die zonalen Strompreise liegen zwischen 0,001 und 11 ct/kWh.
- Für die Inputparameter der Wasserstoffpipeline:
 - Die Kosten für Pipeline, Material und Kompression liegen für das Transmissionsnetz in einer Bandbreite von 5,4 und 8,3 Mrd. €.
 - Die Kosten für Pipeline, Material und Kompression liegen für das Distributionsnetz in einer Bandbreite von 10,2 und 14,6 Mrd. €.
- Als Ergebnis der Monte-Carlo-Simulation für die Wasserstoffgestehungskosten am Elektrolyseur liegen:
 - Unter Verwendung der Stromgestehungskosten der onshore WEA die Wasserstoffgestehungskosten mit einer Wahrscheinlichkeit von 77 % unter 16 ct/kWh bzw. mit einer Wahrscheinlichkeit von 99,8 % unter 22,9 ct/kWh.
 - Unter Verwendung der zonalen Strompreise die Wasserstoffgestehungskosten mit einer Wahrscheinlichkeit von 98 % unter 16 ct/kWh bzw. mit einer Wahrscheinlichkeit von 100 % unter 22,9 ct/kWh.
- Als Ergebnis der Monte-Carlo-Simulation für die Wasserstoffgestehungskosten an der Tankstelle liegen:
 - Unter Verwendung der Stromgestehungskosten der onshore WEA die Wasserstoffgestehungskosten mit einer Wahrscheinlichkeit von 81 % unter 22,9 ct/kWh bzw. mit einer Wahrscheinlichkeit von 21,3 % unter 16 ct/kWh.

- Unter Verwendung der zonalen Strompreise die Wasserstoffgestehungskosten mit einer Wahrscheinlichkeit von 90 % unter 22,9 ct/kWh bzw. mit einer Wahrscheinlichkeit von 73 % unter 16 ct/kWh.

Diese Ergebnisse sind auf folgende Analysen zurückzuführen:

In **Kapitel 7.1** wurde die Monte-Carlo-Simulation beschrieben sowie theoretisch eingeordnet. Diese eignet sich insbesondere für die Berücksichtigung unsicherer Modellparameter in der Zukunft. Daher kann die Monte-Carlo-Simulation die Bandbreite zukünftiger Entwicklungen für das hier entwickelte Strom- und Gasmarktdesign zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff berücksichtigen.

In **Kapitel 7.2** wurde die Methodik der Monte-Carlo-Simulation für diese Arbeit erläutert. Dazu wurden die Input- und Output-Werte, welche die Grundlage der Wahrscheinlichkeitsverteilungen bilden, beschrieben und aufgezeigt, vgl. Abbildung 7.2. Die Ermittlung der Input-Werte erfolgte über zwei Verfahren. Erstens durch bestehende Verteilungen wie beispielsweise die Stromgestehungskosten der onshore WEA und zweitens durch Literaturwerte wie beispielsweise die Wirkungsgrade der Elektrolyse. Die Monte-Carlo-Simulation wird dabei einmal mit den Verteilungen der Stromgestehungskosten der onshore WEA, der sogenannten „Option 1“, berechnet und einmal mit den Verteilungen aus den zonalen Preisen, der sogenannten „Option 2“. Diese Variation ist darauf zurück zu führen, dass die Stromkosten den größten Einfluss auf die Wasserstoffgestehungskosten besitzen, vgl. Kapitel 6.6, und daher gesondert betrachtet wurden.

Die Output-Werte sind zum einen die Wahrscheinlichkeitsverteilung der Wasserstoffgestehungskosten am Elektrolyseur und zum anderen an der Tankstelle. Für die Wasserstoffgestehungskosten an der Tankstelle werden dazu das ermittelte Transmissions- und Distributionsnetz der Wasserstoffpipeline aus Kapitel 6.5 berücksichtigt. Die Monte-Carlo-Simulation durchläuft jeweils 100.000 Iterationen.

Kapitel 7.3 fasste die genutzten Input-Wahrscheinlichkeiten für die Monte-Carlo-Simulation zusammen, vgl. Tabelle 7.2. Die Wasserstoffgestehungskosten am Elektrolyseur mit den Stromgestehungskosten der onshore Windenergieanlagen liegen mit einer Wahrscheinlichkeit von 90 % zwischen 2,6 und 6,6 €/kg bzw. entsprechend 7,9 und 19,7 ct/kWh.

Unter Berücksichtigung der zonalen Preise liegen die Wasserstoffgestehungskosten mit einer Wahrscheinlichkeit von 90 % zwischen 0,87 €/kg und 4,89 €/kg bzw. entsprechend 2,6 ct/kWh und 14,7 ct/kWh. Somit führt eine Nutzung der zonalen Strompreise zu einer Verschiebung der Grenzen von ca. 1,72 €/kg nach links. Dies war aufgrund der niedrigeren zonalen Strompreise gegenüber den Stromgestehungskosten so erwartet worden. Die Unterschiede zeigen auch die Bandbreite auf, je nachdem ob der Elektrolyseur den Strom über die Börse, wenn sich zonale Preise durchsetzen, oder direkt von der Windenergieanlage bezieht.

Bei anlegbaren Kosten von 16 ct/kWh bei einem Wasserstoffverbrauch der Brennstoffzellenfahrzeuge von 1 kg/100 km liegen bei „Option 1“ die Wasserstoffgestehungskosten mit einer Wahrscheinlichkeit von ca. 77 % unter diesen. Verringert sich der Verbrauch auf 0,7 kg/100 km, erhöhen sich dementsprechend die anlegbaren Kosten auf 22,9 ct/kWh. Bei

diesen anlegbaren Kosten bleiben die Wasserstoffgestehungskosten mit einer Wahrscheinlichkeit von 99,8 % darunter. Bei der „Option 2“ erhöhen sich aufgrund der niedrigeren Stromkosten die Wahrscheinlichkeiten auf 98 % bzw. 100 %.

Somit lässt sich festhalten, dass auch in dem ungünstigsten Fall bei „Option 1“ und anlegbare Kosten von 16 ct/kWh die Wasserstoffgestehungskosten am Elektrolyseur zu 77 % der Fälle unter den anlegbaren Kosten liegen. Damit ist eine hinreichende Wirtschaftlichkeit gegeben. Diese berücksichtigt jedoch nicht den Transport des Wasserstoffs, stellt aber beispielsweise die Option der onsite Elektrolyse direkt an der Überschuss-Quelle dar.

Wird die Wasserstoffpipeline für „Option 1“ berücksichtigt liegen die Wasserstoffgestehungskosten mit einer Wahrscheinlichkeit von 90 % zwischen 4,55 und 8,72 € pro kg. Somit führt die Berücksichtigung der Wasserstoffpipeline zu einer Verschiebung der Grenzen, gegenüber der „Option 1“ am Elektrolyseur, von ca. 1,95 bzw. 2,12 € pro kg nach rechts. Dementsprechend verringert sich die Wahrscheinlichkeit, wonach die Wasserstoffgestehungskosten unter den anlegbaren Kosten von 22,9 ct/kWh liegen, bei einem Wasserstoffverbrauch der Brennstoffzellenfahrzeuge von 0,7 kg/100 km, um 18,3 % auf 81 %. Bei anlegbaren Kosten von 16 ct/kWh beträgt die Wahrscheinlichkeit, wonach die anlegbaren Kosten unter den Wasserstoffgestehungskosten liegen, 21,3 %. Dies führt somit zu einer Reduktion der Wahrscheinlichkeit, bei einer Veränderung der anlegbaren Kosten von 22,9 ct/kWh auf 16 ct/kWh, um ca. 60 %. Die gleiche Veränderung führte bei den Wasserstoffgestehungskosten am Elektrolyseur nur zu einer Reduktion um ca. 23 %.

Bei den zonalen Preise also der „Option 2“ führt die Berücksichtigung der Wasserstoffpipeline zu einer Verschiebung der Grenzen der 90 %-Wahrscheinlichkeit für die Wasserstoffgestehungskosten gegenüber der Wahrscheinlichkeit der Wasserstoffgestehungskosten am Elektrolyseur um 1,86 bzw. 2,16 € pro kg nach rechts auf 2,73 bzw. 7,05 € pro kg. Die Wahrscheinlichkeit nach der die anlegbaren Kosten von 22,9 ct/kWh unterboten wird, verringert sich um 1,6 % auf 98,4 %.

8 Literaturabgleich

Der Fokus dieser Arbeit liegt darauf, ein Modell aufzustellen, welches die Wirtschaftlichkeit eines Strom- und Gasmarktdesigns zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff aufzeigt, vgl. Kapitel 1.

Dazu wurden in Kapitel 2 das in Deutschland aktuelle sowie potentielle alternative Strommarktdesigns analysiert und beschrieben. In Kapitel 3 wurde der deutsche Erdgasmarkt als Vergleichsmarkt für das Gasmarktdesign ausgewählt und die potentiellen Netzzugangsmo- delle einer Pipeline untereinander verglichen und bewertet. Auf der Grundlage dieser Ergebnisse wird ein Marktdesign bestimmt und der Strom- und Gassektor in Kapitel 5 modelliert. Dieses Modell wurde beispielhaft mit dem Energiekonzept aus Kapitel 6 umgesetzt und die Wasserstoffgestehungskosten mit und ohne Wasserstoffinfrastruktur wie Wasserstoffpipe- line-, -speicher und -tankstellen berechnet. Diese Ergebnisse wurden weiterhin mittels einer Monte-Carlo-Simulation in Kapitel 7 eingeordnet, indem verschiedene mögliche Entwick- lungspfade berücksichtigt wurden. Die Ergebnisse der Kapitalkosten-Zinssätze der Share- und Stakeholder-Analysen in Kapitel 4 fließen dabei als Inputwerte in die Modelle ein.

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse dieser Arbeit soweit wie möglich mit der Literatur abgeglichen. Dem Autor ist zurzeit keine Arbeit bekannt, die sich in vergleichbarer Form mit dem Strom- und Gasmarktdesign zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit Was- serstoff per Pipeline beschäftigt. Somit können innerhalb des Literaturabgleichs nur einzelne Bausteine dieser Arbeit mit denen anderer Arbeiten verglichen werden. Bausteine, die nicht verglichen werden können, sind beispielsweise die Entry-Exit-Entgelte der Wasserstoffpipe- line.

Da in der Literatur kein vergleichbares Energiekonzept vorliegt, wird in **Kapitel 8.1** dieses zuerst in den Rahmen bestehender Szenarien per Clusteranalyse eingeordnet sowie die Ergebnisse untereinander verglichen. Der Fokus liegt auf der Analyse der Stromüberschüsse bzw. der nutzbaren Power-to-Gas Energie.

Anschließend werden in **Kapitel 8.2** die möglichen Standorte der zukünftigen Wasserstoff- quellen sowie die der Wasserstoffnachfrage im Verkehrssektor aus der Literatur mit denen in dieser Arbeit bestimmten verglichen.

Zum Abgleich des Wasserstofftransportes per Pipeline siehe Kapitel 6.5.2 bzw. Krieg (2012) [12, S. 185-192].

Abbildung 8.1 zeigt die Stromerzeugung der fluktuierenden erneuerbaren Energien (FEE) wie Wind onshore, Wind offshore und PV sowie die Stromüberschüsse und den genutzten Anteil der Stromüberschüsse für das Power-to-Gas Konzept im Jahr 2050 aus verschiedenen Quellen. Dabei werden alle Nutzungsrouten des Power-to-Gas Konzeptes berücksichtigt, wie beispielsweise die Methanisierung des Wasserstoffes.

Die unterschiedlichen Quellen werden in zwei Bereiche eingeteilt:

- Erzeugung < 520 TWh
- Erzeugung > 600 TWh.

Diese Unterteilung folgt folgendem Systemverständnis: Während bei einer Stromerzeugung der FEE < 520 TWh der Stromsektor fokussiert wird, werden bei einer Stromerzeugung der FEE > 600 TWh neben dem Stromsektor weitere Sektoren, beispielsweise der Verkehrssektor, betrachtet. Somit folgen diese der Forderung eines integrierten Energiesystems bzw. der Forderung die „Energiewende“ nicht als „Stromwende“ zu verstehen, vgl. Kapitel 1.1. Daher eignen sich auch nur diese Studien – FEE > 600 TWh – für einen direkten Vergleich des hier entwickelten Energiekonzeptes.

Das Fraunhofer ISE (2012) zeigt beispielsweise die Möglichkeit auf, die Energieversorgung von Deutschland für Strom und Wärme vollständig mittels erneuerbarer Energien zu realisieren [327]. Stromspeicher werden als Pumpspeicher-Kraftwerke und Batteriespeicher modelliert und Wärmespeicher auf der Grundlage von Wasser als Speichermedium. Der Power-to-Gas Pfad ist wie folgt integriert: Der Wasserstoff wird methanisiert, in vorhandenen Erdgaskavernen gespeichert und bei Bedarf mittels Gas- und Dampf-Kombikraftwerken rückverstromt [327, S. 7 ff.]. In der Modellierung werden sowohl der Verkehr als auch brennstoffbasierte Industrieprozesse nicht berücksichtigt. Dabei wird die Annahme beschrieben, dass im zukünftigen Verkehrssektor 50 % des heutigen Verkehrs durch Batterie-betriebene Fahrzeuge und 50 % durch Wasserstoff-betriebene Fahrzeuge abgedeckt werden. Dadurch ergibt sich ein jährlicher Strombedarf von 290 TWh [327, S. 28]. Die genaue Beschreibung der Szenarien ist Fraunhofer ISE (2012) zu entnehmen [327, S. 18 ff.].

Die Stromerzeugung der drei Szenarien des Fraunhofer ISE (2012) gleicht in der Stromerzeugung Onshore denen des hier entwickelten Energiekonzeptes, vgl. Abbildung 8.1 fünfte bis siebte Säule von rechts und erste bis dritte Säule von rechts. Die Stromerzeugung aus der PV ist in den Szenarien „REMax“, „Medium“ und „SanMax“ um den Faktor 5,2, 4,3 und 3,7 größer als der des Energiekonzeptes. Die niedrigste Power-to-Gas Energiemenge mit 162 TWh wird im Szenario „SanMax“ genutzt. Dies lässt sich dadurch erklären, dass

- der Anteil der sanierten Gebäude so hoch ist, dass diese nur noch einen Wärmebedarf von 40 % von dem im Jahr 2010 besitzen.
- Dadurch verringert sich die installierte Erzeugerleistung der Power-to-Gas Anlagen von ca. 85 GW – REMax – auf 54 GW [327, S. 19].

Aufgrund dessen berechnen sich durchschnittliche Volllaststunden der Elektrolyseure von 3000. Somit ist das „SanMax“ Szenario – Rückverstromung – in seiner Power-to-Gas Anwendung unterschiedlich zu dem in dieser Arbeit – Verkehrssektor –, aber die genutzte Energiemenge zur Elektrolyse nahezu identisch.

In der Clusterung in Tabelle 8.1 ist Fraunhofer IWES (2014) nicht enthalten [325]. Dies gründet darauf, dass es sich dabei um eine bilanzielle Analyse handelt und diese Studie dadurch

nicht in die Clusterung passt. Dennoch wird damit ein über den Stromsektor hinausgehendes Konzept aufgezeigt. Dieses wird daher in dieser Arbeit, vgl. Abbildung 8.1 vierte Säule von rechts, näher betrachtet. Die gewählten installierten Leistungen der FEE orientieren sich an deren Potentialgrenzen mit Offshore 50 GW, Onshore 230 GW und PV 310 GW. Die genaue Auslegung der installierten Leistungen erfolgt über eine Optimierung, die die Standardabweichung der Residuallast minimiert. Dadurch ergeben sich Energiebeiträge von 22 % durch PV bei 200 GW, 26 % durch Offshore Windenergie bei 50 GW und 52 % durch Onshore Windenergie bei 180 GW. Dabei wird in dem unbeschränkten Szenario ein höherer Anteil der Offshore Windenergie, im Vergleich zu den angegebenen Potentialgrenzen genutzt [325, S. 12].

In dieser Arbeit setzt sich der Anteil der Stromerzeugung zu 7 % aus PV mit 55 GW, zu 37 % durch Offshore Windenergie mit 59 GW und zu 56 % durch Onshore Windenergie mit 170 GW zusammen. Die Begründung der installierten Leistungen ist Kapitel 6.1 zu entnehmen. Dabei sind die gewählten Potentialgrenzen in der Modellierung, vgl. Kapitel 5.3, bis auf die der Offshore-Windenergie immer unterhalb der Potentialgrenzen von Fraunhofer IWES (2014) [325]. Dies gründet darauf, dass sich unter Berücksichtigung aller Offshore-Windparks die in Betrieb, in Bau, genehmigt, Antrag gestellt, oder in der Konzeptplanung sind, eine potentielle Leistung von ca. 58,7 GW ergibt [252].

Die wesentlichen Kernannahmen des Szenarios bezüglich des Verkehrssektors und des Power-to-Gas Konzeptes von Fraunhofer IWES (2014) sind [327, S. 14]:

- 100 % E-Mobilität im Pkw-Bereich sowie Oberleitungs-Lkw.
- Von dem zukünftigen Strombedarf von 1000 TWh werden 120 TWh im Verkehrssektor eingesetzt.
- Nicht strom-basierte Kraftstoffe haben einen Energieeinsatz von 210 TWh.
- Power-to-Gas zur Deckung des sektorübergreifenden Restbedarfes an chemischen Energieträgern sowie zur Deckung der verbleibenden positiven Residuallast.

Aus der angegebenen Energie für die Power-to-Gas Anwendungen von 235 TWh [327, S. 11] und der installierten Leistung der Elektrolyseure von 78 GW [327, S. 15] berechnen sich durchschnittliche Volllaststunden von 3013.

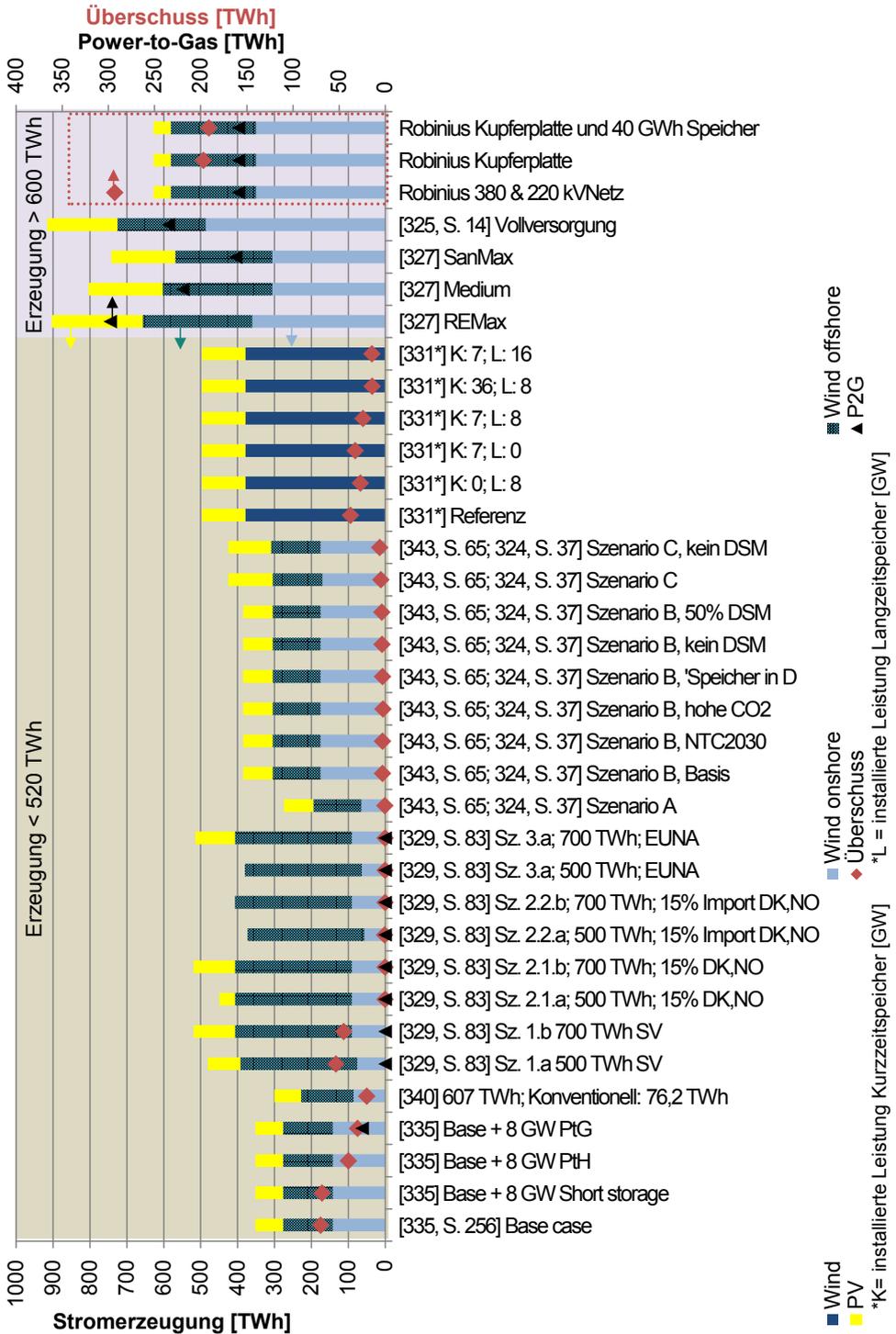


Abbildung 8.1: Überschüsse, Power-to-Gas und Stromerzeugung ausgewählter Studien im Jahr 2050

Zusammenfassend lässt sich aus dem Literaturabgleich sagen, dass das in dieser Arbeit entwickelte Energiekonzept ambitionierte Ziele bezüglich des Ausbaus der erneuerbaren Energien und des Power-to-Gas Konzeptes, im Vergleich zu den Szenarien „Erzeugung < 520 TWh“, besitzt. Im Vergleich mit den Szenarien, welche neben dem Stromsektor weitere Sektoren übergreifend betrachten – Erzeugung > 600 TWh – sind diese Ziele, insbesondere bezüglich der installierten Leistung der PV, konservativ.

8.2 Ergebnisvergleich

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse bezüglich der Wasserstoffquellen und der Wasserstoffsinken des in dieser Arbeit entwickelten Energiekonzeptes mit denen aus der Literatur abgeglichen. Zum Abgleich des Wasserstofftransportes per Pipeline siehe Kapitel 6.5.2 bzw. Krieg (2012) [12, S. 185-192].

8.2.1 Wasserstoffquellen

In diesem Kapitel werden die Standorte für die Wasserstoffproduktion mittels des Power-to-Gas Konzeptes mit der Literatur abgeglichen.

In Kapitel 6.2 werden die Residuallasten für das aufgestellte Energiekonzept, vgl. Kapitel 6.1, analysiert und die Standorte mit negativen Residuallasten, also Stromüberschüssen, herausgestellt. Diese Analyse bildet die Grundlage für die Bestimmung der Elektrolysestandorte in Kapitel 6.4.1.

Nach Jentsch et al. (2014) [198; 335, S. 260], vgl. Kapitel 8.1 bzw. Kapitel 5.1, wird mit ca. 22 TWh bzw. 12 TWh ein Großteil der Power-to-Gas Energie in den zwei Regionen 22 bzw. 21 genutzt, vgl. Abbildung 8.2 oben links. Es wurden 10 GW Power-to-Gas Leistung und 8 GW Power-to-Heat Leistung installiert. Die Nutzung der hohen Energiemengen durch das Power-to-Gas Konzept insbesondere in diesen zwei Bereichen liegt nach den Autoren daran, dass die hoch konzentrierte installierte Leistung der erneuerbaren Energien mit beispielsweise ca. 35 GW offshore Windenergie in Nord-West Deutschland liegt [335, S. 259 ff.].

Breuer (2011) [324, S. 62 ff.; 346] untersucht die Auswirkungen zu- und abschaltbarer Stromverbraucher auf das Netz. Dabei zeigt sich, dass abschaltbare Stromverbraucher, wie sie beispielsweise die Elektrolyseure darstellen, in Nord- und Ostdeutschland sich netzentlastend auswirken, vgl. Abbildung 8.2 oben rechts.

Die gewählten Standorte für das in dieser Arbeit entwickelten Energiekonzept decken sich mit denen der anderen zwei Studien, vgl. Abbildung 8.2 unten.

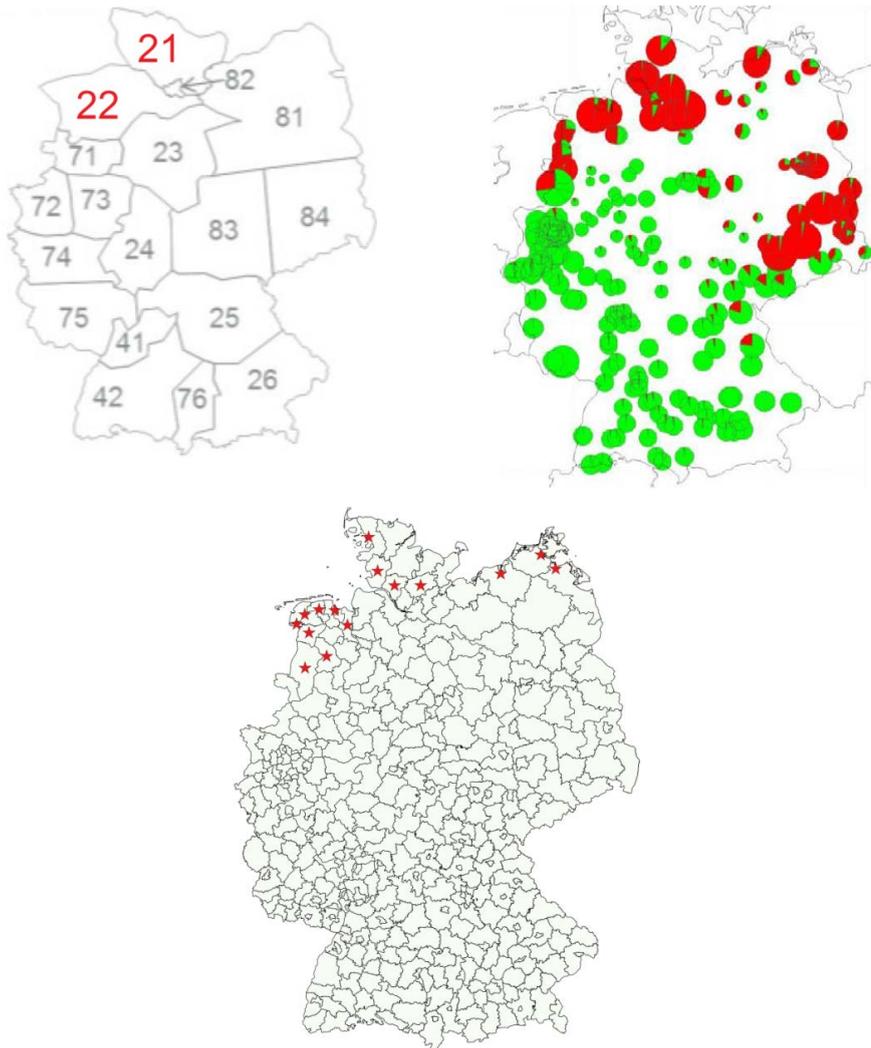


Abbildung 8.2: Standorte von Power-to-Gas Anlagen nach Jentsch et al. (2014) – links oben - [335], zuschaltbare Stromverbraucher je Netzknoten nach Breuer (2011) [324, S. 62 ff.; 346] – rechts oben – und Standorte in dieser Arbeit – unten - jeweils in Rot

8.2.2 Wasserstoffsinken

In Kapitel 5.4.1 und 6.4.1 wird die Wasserstoffnachfrage für den deutschen Verkehrssektor berechnet bzw. die Standorte für die zukünftigen Elektrolyseure zur Wasserstoffproduktion bestimmt. Die Ergebnisse werden in diesem Kapitel mit den Literaturwerten abgeglichen.

Für die Wasserstoffnachfrage des Verkehrssektors werden nur solche Studien berücksichtigt, die den Verbrauch wie in Kapitel 5.4.1 für das Jahr 2050 berechnen. Dabei muss nicht zwangsläufig eine detaillierte Stromsektor-Modellierung vorangehen.

Diese Studien sind für die Wasserstoffnachfrage im Einzelnen:

- DLR et al. (2012) [332]
- DLR et al (2014) [347]
- EWI et al. (2010) [336]
- Fraunhofer IWES (2014) [325]
- GermanHy-Studie (2009) [108]
- Krieg (2012) [12]
- LBST (2013) [348]
- Öko-Institut und prognos (2009) [349]
- PIK (2013) [350]
- Seydel (2008) [131]

Abbildung 8.3 fasst den Wasserstoff- und Methanverbrauch der oben erwähnten Studien im Verkehrssektor im Jahr 2050 zusammen. Bei dem Methanverbrauch wird nur der Anteil angerechnet, der über den Power-to-Gas Pfad produziert wird. Den größten Verbrauch mit ca. 364 TWh berechnen das DLR et al (2014) [347, S. 6 ff.] im Szenario 2, vgl. Abbildung 8.3 (sechste Säule von links). Dieses geht davon aus, dass 38 % der Pkws, 85 % der Lkws und 50 % der Binnenschifffahrt über Wasserstoff komprimiertes Erdgas (CNG: englisch für Compressed Natural Gas) oder flüssiges Erdgas (LNG: englisch für Liquefied Natural Gas) betrieben werden. Dieser Verbrauch reduziert sich in Szenario 3 auf ca. 278 TWh, vgl. Abbildung 8.3 (siebte Säule von links), auch wenn die Anteile auf 50 %, 90 % und 50 % steigen bzw. unverändert bleiben. Dies ist darauf zurück zu führen, dass der Anteil der Brennstoffzellen- zu CNG bzw. LNG-Fahrzeugen sich bei den Pkw auf 78 %, gegenüber 15 % in Szenario 2, und bei den LKW auf 61 %, gegenüber 9 % in Szenario 2, steigern. Somit zeigt sich in der Analyse die höhere Endenergieeffizienz der Brennstoffzellen-Fahrzeuge gegenüber den CNG bzw. LNG-Fahrzeugen. Weiterhin wird mit einem Wirkungsgrad der Elektrolyse im Jahr 2050 von 76 % bezogen auf den unteren Heizwert und mit einem Wirkungsgrad von 61 % für die Strom zu Methan Wandlung gerechnet, vgl. Kapitel 7.2.2. [347, S. 64 ff.]

Das Szenario von Krieg (2012) [12, S. 145], welches eine Versorgung des Straßenverkehrs mittels Pipeline vorsieht, nutzt den Wasserstoffbedarf aus dem Szenario „Moderat“ der GermanHy-Studie (2009) [108, S. 38], vgl. Kapitel 5.1. Dieser beträgt ca. 5,4 Mio. t bzw. 180 TWh. Mit dieser Pipeline wird eine flächendeckende Versorgung des Verkehrssektors, mit 9860 Tankstellen je 1500 kg Wasserstoff pro Tag, mit Wasserstoff angenommen.

Die GermanHy-Studie (2009) geht wiederum auf die Arbeit von Seydel (2008) [131] zurück, der auf die Arbeit von Ball (2006) aufbaut [197]. Dabei ist innerhalb der GermanHy-Studie (2009) keine Konsistenz. Dies zeigt der Unterschied zwischen Wasserstoffproduktion, welche die Grundlage für die Arbeit von Krieg (2012) darstellt, und Wasserstoffverbrauch, vgl. Abbildung 8.3 erste und zweite Säule von links. Dieser Unterschied beträgt in Summe ca. 1,5 Mio. t. Nach Analyse ist dies darauf zurück zu führen – entsprechend der Meinung des Autors –, dass die Wasserstoffproduktion in der GermanHy-Studie (2009) [108, S. 38] die Verbrauchswerte der Fahrzeuge nach Seydel (2008) [131] berechnet. Der Wasserstoffverbrauch [108, S. 48] baut auf die angegebenen Verbrauchswerte der Fahrzeuge in der Studie auf [108, S. 29]. Die Verbrauchswerte von Seydel (2008) betragen für Brennstoffzellenfahrzeuge, mit Pkw, Busse und leichte Nutzfahrzeuge, 0,74, 12, 2,4 kg pro 100 km. Die Verbrauchswerte in der GermanHy-Studie (2009) betragen demgegenüber, im Szenario Klima-

schutz, 0,58, 0,8 und 1,8 kg pro 100 km. Dies zeigt auch, wie sensibel der Gesamtwasserstoffverbrauch auf den Wasserstoffverbrauch der Fahrzeuge reagiert.

In dieser Arbeit wird auf der Grundlage der Verbrauchswerte der Brennstoffzellenfahrzeuge aus der GermanHy-Studie (2009) sowie der Modellierung einer S-Kurve zur Brennstoffzelle, vgl. Kapitel 5.4.1, ein Wasserstoffverbrauch von ca. 154 TWh bzw. ca. 3 Mio. t berechnet. Die modellierte Pipeline, vgl. Kapitel 6.5, versorgt 9968 Tankstellen mit einem Verbrauch je Tankstelle von 803 kg Wasserstoff pro Tag. Zusammenfassend zeigt sich, dass der gewählte Wasserstoffverbrauch in dieser Arbeit mit dem vergleichbarer Studien übereinstimmt. Insbesondere der Wasserstoffverbrauch je Fahrzeug hat einen erheblichen Einfluss auf die Gesamtwasserstoffnachfrage. Der Wasserstoffverbrauch muss daher konsistent gewählt und dokumentiert werden, vgl. Kapitel 5.4.1.

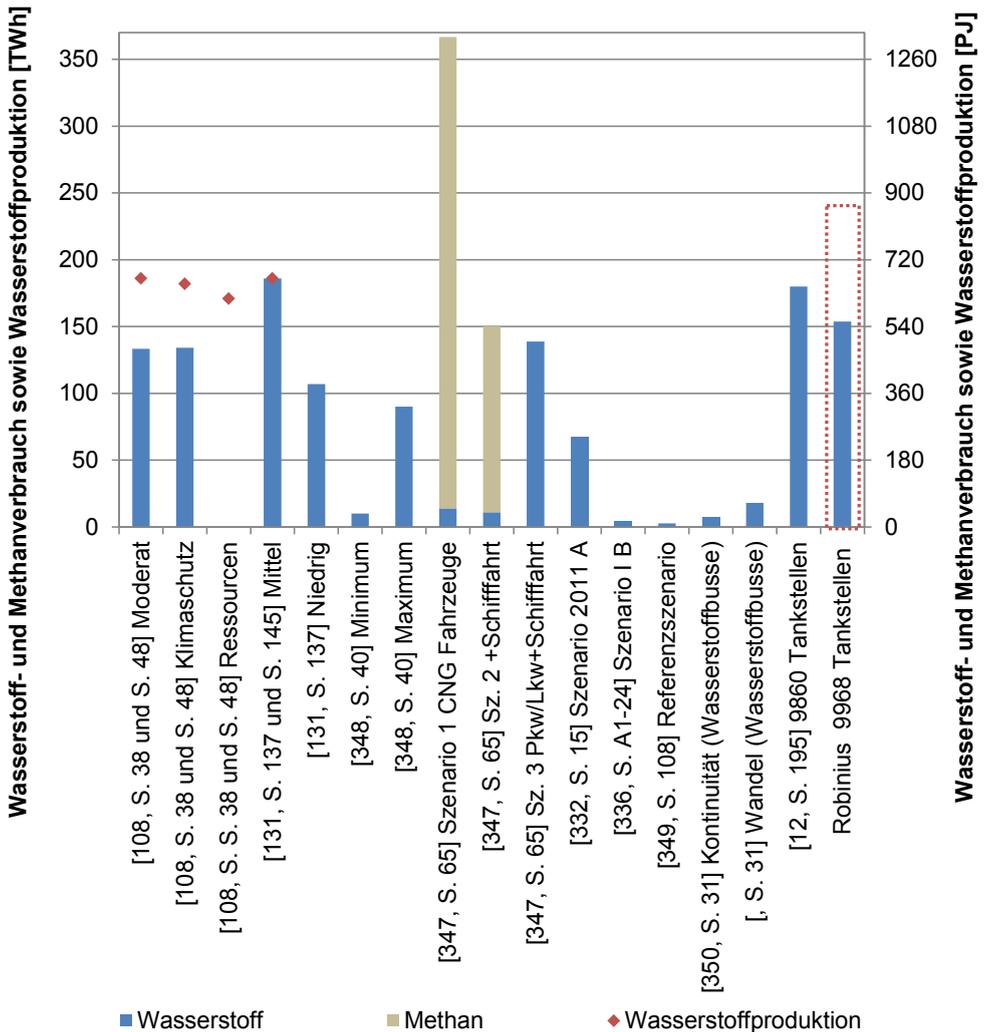


Abbildung 8.3: Wasserstoff- und Methanverbrauch sowie Wasserstoffproduktion mittels Power-to-Gas Konzept im Jahr 2050 im Verkehrssektor

9 Zusammenfassung

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse dieser Arbeit zusammengefasst. Für detailliertere Informationen sowie eine Diskussion der Ergebnisse jedes Kapitels sei entsprechend auf die Kapitel 2.7, 3.3, 4.5, 5.5, 6.7 und 7.4 verwiesen.

Ziel dieser Arbeit war es, potentielle Marktdesigns zu identifizieren und zu konzeptionieren, welche durch einen hohen Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien (FEE) und die Nutzung des Wasserstoffs im Verkehrssektor gekennzeichnet sind. Weiterhin sollte ein Modell entwickelt werden, welches den Strom- und Gassektor, inklusive einer Wasserstoffpipeline, abbildet und dementsprechend die Analyse der ausgewählten Marktdesigns in einem Modell ermöglicht.

Dazu wurden in **Kapitel 1** die Motivation und die Gliederung der Arbeit beschrieben. Dabei lag der Fokus auf der dritten von vier Phasen der Transformation zu einem CO₂-neutralen Energiesystem. Diese ist gekennzeichnet durch signifikante negative Residuallasten – Stromüberschüsse – und deren Verwendung, insbesondere für die Mobilität.

In **Kapitel 2** wurde ausgehend von der Beschreibung der Entwicklung des deutschen Stromsektors das aktuelle Strommarktdesign in Deutschland vorgestellt und analysiert. Diese Analyse führte zu einer Reduzierung der auf das zu entwickelnde Marktdesign fokussierten Märkte, dem Spotmarkt und dem Regenergiemarkt. Die Spotmärkte Day-Ahead und Intraday erlauben das kurzfristige Handeln vor Lieferschluss und ermöglichen daher die aktive Bewirtschaftung der FEE. Dies zeigt sich beispielsweise an dem Anstieg der Handelsvolumina Day-Ahead von 31 TWh im Jahr 2002 auf 246 TWh im Jahr 2013 bzw. Intraday von 1 TWh im Jahr 2007 auf 16 TWh im Jahr 2013, während gleichzeitig die Stromerzeugung der erneuerbaren Energien (EE) von 45 TWh im Jahr 2002 auf 150 TWh im Jahr 2013 stiegen.

Die Analyse zeigte, dass sich die Regenergiemärkte für die Integration der Elektrolyseure nur in begrenztem Umfang eignen. Da die Regenergiemärkte geringe Handelsvolumina aufweisen, kann ein Konzept, welches den deutschen Straßenverkehr mit Wasserstoff versorgt, nicht über die Regenergiemärkte erfolgen. Daher wurden zwei weitere alternative Marktkonzepte, die Kapazitätsmärkte und das Netzengpassmanagement, auf ihren Beitrag zu eines Strom- und Gasmaktdesigns zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff hin untersucht. Bei den Kapazitätsmärkten ist insbesondere das integrierte Energiemarktdesign von hoher Bedeutung. Hier können die Elektrolyseure ihren Bedarf an gesicherter Leistung ihren Anforderungen an Volllaststunden entsprechend absenken und dadurch Leistungszertifikate einsparen. Bei möglichen Netzengpasssystemen ist das Zonal Pricing eine Möglichkeit, Strompreissignale, im Gegensatz zur „Kupferplatte“, für beispielsweise Elektrolyseure zu senden. Daher wurde dieses Marktdesign in der Modellierung berücksichtigt. Die detaillierte Beschreibung der „Implikationen für das Strom- und Gasmaktdesign“ ist den entsprechenden Kapiteln zu entnehmen.

In **Kapitel 3** wurde der aktuelle Wasserstoffmarkt weltweit und in Deutschland beschrieben und analysiert. Bei einer weltweiten Wasserstoffproduktion von 45 bis 65 Millionen t pro Jahr werden 48 % des Wasserstoffs über Erdgasreformierung gewonnen, lediglich 4 % werden über Elektrolyse hergestellt. Bei dieser Elektrolyse handelt es sich, im Gegensatz zu der in dieser Arbeit untersuchten Wasser-Elektrolyse, jedoch um die Chlor-Alkali-Elektrolyse. Die Analyse zeigte ferner, dass es weltweit aktuell keinen Wasserstoffmarkt zur Versorgung des Straßenverkehrs über eine Pipeline gibt.

Als ein möglicher Vergleichsmarkt wurde in dieser Arbeit der Erdgasmarkt identifiziert. Dies resultiert daraus, dass bei beiden Märkten, Wasserstoff- und Erdgasmarkt, die Pipeline das zentrale Element des Transportes darstellt. Aus der Beschreibung des deutschen Erdgasmarktes wurden ableitend die möglichen Netzzugangsmodelle für eine Erdgaspipeline untereinander und für die Versorgung des Straßenverkehrs mit Wasserstoff bewertet. Grundsätzlich eignet sich zum Aufbau der Wasserstoffpipeline bei klaren Quellen-Senken-Beziehungen das Kontraktpfadmodell. Bei steigender Vermaschung der Pipeline ist, analog zum Erdgasmarkt, das Enty-Exit-Modell zu favorisieren. Dieses wurde daher entsprechend in der Modellierung berücksichtigt.

In **Kapitel 4** wurden die möglichen Share- und Stakeholder einer Wasserstoffinfrastruktur identifiziert und analysiert. Potentielle Share- und Stakeholder zum Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur sind beispielsweise der deutsche Staat, Versicherungen, Staatsfonds oder Pensionsfonds. Weiterhin zeigt die Analyse, dass es keinen Kapitalengpass zur Finanzierung einer Wasserstoffinfrastruktur gibt, vielmehr muss das Kapital über langfristig wirtschaftliche Geschäftsmodelle beschafft werden. Beispielsweise besitzen

- die 15 weltweit größten Staatsfonds ein Vermögen von 5.386 Mrd. €,
- die 15 weltweit größten Versicherungen eine Bilanzsumme von 9.003 Mrd. €,
- die 23 größten Pensionsfonds in Deutschland ein Vermögen von 27 Mrd. €.

Neben diesen Share- und Stakeholdern, welche jegliche Art von Projekten je nach Laufzeit und potentieller Rendite der Projekte finanzieren, sind weitere Share- und Stakeholder entlang der Power-to-Gas Wertschöpfungskette zu finden. Diese sind beispielsweise Mineralöl- und Erdgasunternehmen, Energieversorger, Automobilunternehmen, Technologieunternehmen, Unternehmen mit Erfahrung mit Wasserstoff und Chemieunternehmen. Diese Unternehmen wurden auf ihre Umsatzerlöse, ihre operativen Gewinne und ihre Eigenkapitalzinssätze hin untersucht. Die Mineralöl- und Erdgasunternehmen erwirtschafteten sowohl die größten Umsatzerlöse als auch die größten operativen Ergebnisse, mit im Mittel von ca. 127 Mrd. € bzw. 9 Mrd. €, im Vergleich zu den übrigen untersuchten Unternehmen. Dies spiegelt sich auch an den geforderten Eigenkapitalzinssätzen zwischen 6,8 und 11,3 % wider. Die niedrigsten Eigenkapitalzinssätze liegen zum Vergleich zwischen 4,9 und 8,6 % und werden von den Energieversorgern gefordert.

Die Analyse zeigte, dass alleine die 31 untersuchten Unternehmen mit einem einmaligen Anteil von 16 % des operativen Ergebnisses eine deutsche Wasserstoffpipeline finanzieren könnten.

In **Kapitel 5** wurde ein Modell des Strom- und Gassektors beschrieben und aufgestellt, welches es ermöglicht die im Rahmen dieser Arbeit aufgestellte Forschungsfrage zu beantworten. Dazu wurde zuerst der aktuelle Stand der Modellierung verschiedener Arbeiten beschrieben, welche das Power-to-Gas Konzept analysiert haben. Keines der Modelle berücksichtigt sowohl den Stromsektor, als auch den Gassektor in Form einer Wasserstoffpipeline zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs. Weiterhin wurde nach Analyse der Arbeiten, die Anforderung an ein zukünftiges Modell gestellt, welches sowohl räumlich und zeitlich hoch aufgelöst ist als auch über ein zonales Strommarkt-Modell verfügen sollte.

Dies wurde in dieser Arbeit dadurch realisiert, dass das Modell für den Stromsektor die Residuallast in 11.268 Gemeinden in Deutschland mit und ohne elektrisches Netz berechnen kann. Dazu muss für jede Gemeinde der Stromverbrauch sowie die Stromerzeugung der EE je nach gewähltem Szenario simuliert werden. Das Modell für den Gassektor bestimmt den Wasserstoffverbrauch des deutschen Straßenverkehrs und berechnet mit den durch das Modell des Stromsektors vorgegebenen Wasserstoffquellen eine Wasserstoffpipeline sowie die dazugehörigen Entry-Exit-Entgelte. Abbildung 5.2 in Kapitel 5.2 fasst die gesamte Methodik sowie die Interdependenzen der einzelnen Modelle zusammen.

Um die Anwendbarkeit der gewählten Methodik aufzuzeigen sowie um die in dieser Arbeit beschriebene Forschungsfrage zu beantworten wurde anschließend in **Kapitel 6** ein Energiekonzept aufgestellt und analysiert. In diesem Energiekonzept sind

- 55 GW Photovoltaik,
- 60 GW Offshore-Windleistung,
- 170 GW Onshore-Windleistung
- und die übrigen erneuerbaren Energien nach ihrer Leistung im Jahr 2013 installiert.

Dies führte entsprechend zu einer Strombereitstellung im Modell von:

- 47 TWh,
- 231 TWh,
- 350 TWh
- und 65 TWh.

Der Stromverbrauch wurde zu 528 TWh gesetzt. Aus der bilanziellen Analyse der Residualenergie heraus zeigte sich, dass für die obigen Bedingungen selbst unter Berücksichtigung einer Kupferplatte und von Speichern in Höhe von 40 GWh immer noch ein Stromüberschuss von 191 TWh entstand. Diese bilanzielle Analyse, vgl. Abbildung 6.3, wurde anschließend entsprechend um eine regionale und zeitliche Analyse erweitert. Diese verdeutlichte auch den hohen Detaillierungsgrad der verwendeten Methodik. Dabei ergab sich, dass es unter den obigen Rahmenbedingungen zu einer Clusterung der Bundesländer in „Überschuss-“, „Neutrale-“ und „Defizit-Bundesländer“ kam. Die „Überschuss-Bundesländer“ konnten mit Niedersachsen, Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern alle im Norden lokalisiert werden. Dies ließ sich auf den hohen Anteil der Windenergie, sowohl onshore als auch offshore, zurückführen. Für die unter den obigen Rahmenbedingungen entstandenen „Defizit-Bundesländer“ Rheinland-Pfalz, Baden-Württemberg und Nordrhein-Westfalen wurden in Kapitel 6.7 Handlungsempfehlungen für die Integration der EE aufgestellt.

Nachdem der Peak-Wasserstoffverbrauch des deutschen Verkehrssektors im Jahr 2052 mit 2,93 Mio. t bestimmt wurde, konnten mittels der Analyse der Residualenergie 15 Landkreise zur Wasserstoffproduktion identifiziert werden. Dazu wurde ein Modell entwickelt, welches die durchschnittlichen Volllaststunden je Landkreis anhand der installierten Leistungen der Elektrolyseure bestimmt, vgl. Abbildung 6.18 in Kapitel 6.4.1. Diese damit bestimmten 15 Landkreise stellen die Quellen der Wasserstoffpipeline dar. Die Senken wurden dadurch bestimmt, dass jeder der 402 Landkreise in Deutschland in seinem Flächenschwerpunkt einen HUB besitzt, von dem aus 9.968 Tankstellen, mit einem durchschnittlichen Tagesabsatz von 803 kg Wasserstoff, in Deutschland versorgt werden. Die Pipeline von den Quellen zu den HUBs wurde als Transmissionspipeline und die Pipeline von den HUBs zu den Tankstellen als Distributionspipeline bezeichnet.

Die berechnete Transmissionspipeline hatte eine Länge von 12.104 km und die Distributionspipeline von 29.671 km. Je nach unterstellter Kostenfunktion ergaben sich dabei Kosten für:

- die Transmissionspipeline
 - mit der Kostenfunktion „Minimal“ von 5,38 Mrd. €,
 - mit der Kostenfunktion „Mittel“ von 6,68 Mrd. €,
 - mit der Kostenfunktion „Maximal“ von 8,29 Mrd. €.
- die Distributionspipeline
 - mit der Kostenfunktion „Minimal“ von 10,16 Mrd. €.
 - mit der Kostenfunktion „Mittel“ von 12 Mrd. €,
 - mit der Kostenfunktion „Maximal“ von 14,62 Mrd. €.

Mittels dieser Daten wurden anschließend die Entry-Exit-Entgelte berechnet. Wobei vier verschiedene Gewichtungsoptionen für die Umlage der Kosten auf die Entry-Exit-Entgelte modelliert und analysiert wurden. Es zeigte sich, dass es zu einem klaren Nord-Süd-Gefälle der Entry-Exit-Entgelte kommt. Dieses kann jedoch je nach gewählter Gewichtungsoption abgemildert werden und erlaubt damit dem zukünftigen Regulierer der Wasserstoffpipeline – beispielsweise der Bundesnetzagentur – Einfluss auf die Verteilung der Entry-Exit-Entgelte zu nehmen.

Weiterhin wurden für drei Fälle „Best-“, „Middle-“ und „Worst-Case“, welche sich aufgrund der verwendeten Kostenparameter unterschieden, vgl. Tabelle 6.2 in Kapitel 6.6, die Vor-Steuer-Wasserstoffgestehungskosten betrachtet. Dabei lagen alle Vor-Steuer-Wasserstoffgestehungskosten mit 8,9 ct/kWh, 16,5 ct/kWh und 19,1 ct/kWh unter den potentiellen Zielkosten von 22,9 ct/kWh bei einem Wasserstoffverbrauch der Brennstoffzellenfahrzeuge von 0,7 kg pro 100 km. Somit konnte für die **drei untersuchten Fälle die Wirtschaftlichkeit** eines Strom- und Gasmarktdesigns zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff **nachgewiesen werden**.

Um die Bandbreite und Eintrittswahrscheinlichkeiten der möglichen Inputparameter der Vor-Steuer-Wasserstoffgestehungskosten zu berücksichtigen, wurde anschließend in **Kapitel 7** eine Monte-Carlo-Simulation durchgeführt. Das hierfür entwickelte Modell kann dazu auf Grundlage von bestehenden Histogrammen, beispielsweise den Stromgestehungskosten der Windenergieanlagen (WEA) onshore, oder auf Grundlage von Literaturwerten, wie den Wirkungsgraden der Elektrolyseure, die Vor-Steuer-Wasserstoffgestehungskosten am Elektrolyseur oder an der Tankstelle berechnen, vgl. Abbildung 7.2 in Kapitel 7.2.

Auch die **Monte-Carlo-Simulation bestätigte das Ergebnis** der oben beschriebenen drei Fälle. Wird von anlegbaren Kosten von 22,9 ct/kWh ausgegangen, liegen die Vor-Steuer-Wasserstoffgestehungskosten, unter Nutzung der WEA onshore Stromgestehungskosten, am Elektrolyseur mit einer Wahrscheinlichkeit von 99,8 % unter diesen. Wurden entsprechend die Wasserstoffinfrastruktur mit einer Wasserstoffpipeline, -speicher und -tankstellen berücksichtigt, verringerte sich die Wahrscheinlichkeit auf 81 %.

Anhang

A Beispiele – diverse Kapitel

Beispiel 1

Händler A verkauft OTC an Händler B 10 MW zu 50 €/MW. Händler A entdeckt, dass der Intraday-Preis für den Erfüllungszeitraum 40 €/MW beträgt, bei gleichen Produkteigenschaften OTC und Intraday. Er kauft für den Erfüllungszeitraum auf dem Intraday-Markt 10 MW zu 40 €/MW ein und verkauft an Händler B 10 MW zu 50 €/MW. Händler A hat somit einen Arbitragegewinn von 100 €. Händler B kann dies aufgrund der Daten des Intraday-Marktes nachvollziehen und wird ggf. zukünftig an seinem Einkauf Anpassungen vornehmen.

Beispiel 2

Bilanzkreise A, B und C haben jeweils 10 MWh zu viel eingespeist, im Vergleich zum angegebenen Fahrplan, Bilanzkreis D 5 MWh zu wenig. Das Regelzonensaldo beträgt somit +25 MWh⁵⁸. Bilanzkreis A, B und C werden bestraft, sie müssen sich an den Ausgleichsenergiekosten beteiligen, während Bilanzkreis D belohnt wird, er wird für Ausgleichsenergie bezahlt.

Beispiel 3

Die Vergabe erfolgt mittels der Merit-Order von 3 MW für einen Leistungspreis von 3 497 €/MW bis zu einem Angebot von 636 MW für 5 591 €/MW. Nach dem Pay-as-bid-Verfahren erhält der Anbieter für die 3 MW 10 491 €⁵⁹. Wird dieser Anbieter mit dem Markträumungspreis des zuletzt anbietenden Kraftwerks bezahlt, also der 5 591 €/MW, erhält dieser 16 773 €⁶⁰. In diesem Beispiel hat somit die Vergütung nach dem Pay-as-bid-Verfahren im Vergleich zur Vergütung nach dem Merit-Order-Verfahren auf der Spotbörse einen Unterschied von 6 282 €. Diese Mehreinnahmen werden als inframarginale Rente bezeichnet.

Beispiel 4

Abbildung A.1 zeigt als Beispiel für eine Auktion den Leistungs- und Arbeitspreis der gezogenen und nicht gezogenen Leistung für die negative Sekundärregelung HT in der Woche vom 15.08.2011 bis zum 21.08.2011. Insgesamt wurden Angebote im Umfang von 428 MW nicht gezogen. Die nur nach dem Leistungspreis erfolgte Vergabe ist daran zu erkennen, dass oberhalb der nicht gezogenen Leistungspreise kein gezogener Leistungspreis zu sehen ist. Im Gegensatz dazu ist bei dem Arbeitspreis, beispielsweise bei einer angebotenen Leistung von 10 MW, oberhalb des nicht gezogenen Arbeitspreises noch ein gezogener Arbeitspreis zu sehen. Auffällig ist die hohe Anzahl von abgelehnten Angeboten für 10 MW und 60 MW mit zusammen 20 Angeboten im Umfang von 400 MW, somit 93 % der nicht gezoge-

⁵⁸ Bilanzkreis A,B und C (30 MWh) minus Bilanzkreis D (5 MWh)

⁵⁹ 3 MW·3.497 €/MW

⁶⁰ 3 MW·5.591 €/MW

nen Leistung. Hier könnte beispielsweise ein Kraftwerksbetreiber seine Leistung zu stufenweise erhöhenden Leistungspreisen angeboten haben.

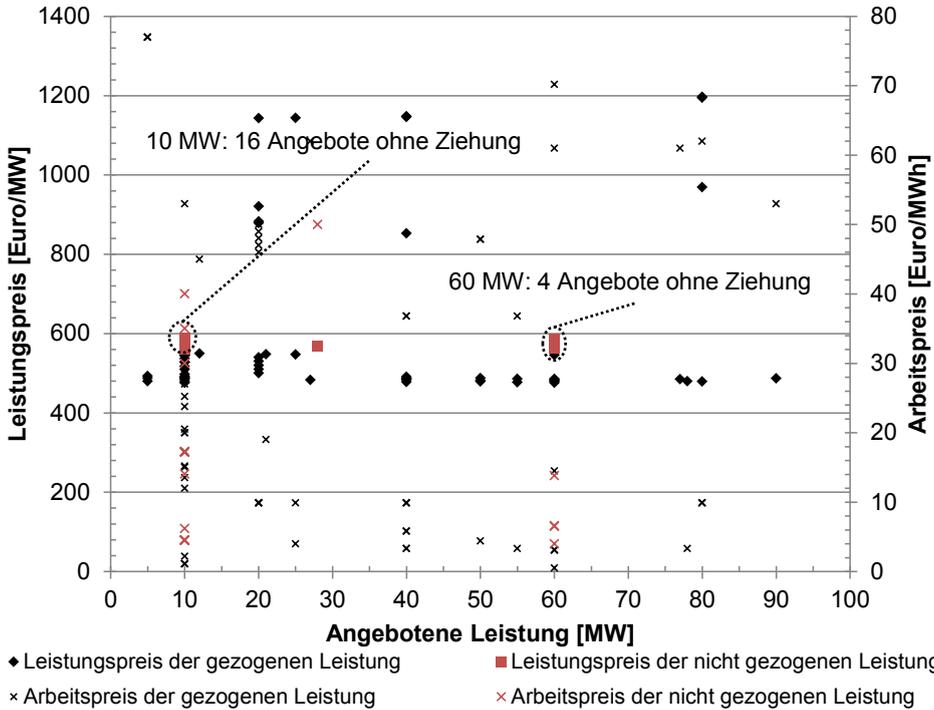


Abbildung A.1: Angebote der gezogenen und nicht gezogenen Leistungen für die negative Sekundärregelung sowie deren Arbeitspreis. HT: Mo-Fr, 8-20 h, ohne Feiertag von der Woche 15.08.2011 bis 21.08.2011 [Daten aus 66]

B Entwicklung des Stromsektors vor 1900 – Anhang zu Kapitel 2.1

Das Dynamo-Prinzip führte ab dem Jahr 1867 zur Eigenproduktion von elektrischer Energie. Diese Klein-Kraftwerke wurden ab dem Jahr 1885 durch die ersten städtischen Elektrizitätswerke ersetzt bzw. unterstützt. Diese versorgten die umliegenden Verbraucher durch sogenannten Inselnetze⁶¹ per Gleichstrom. Gleichstrom konnte zur damaligen Zeit in Akkumulatoren gespeichert werden. Jedoch führte insbesondere die geringe Spannung bei Endverbrauchern von 110 oder 220 V⁶² und die dadurch hohen Verluste in Abhängigkeit der Übertragungstrecke dazu, dass die Verbraucher in einem kleinen Radius an die Elektrizitätswerke gekoppelt waren [352, S. 279 ff.].

Im Jahr 1887 wurden erstmals zwei, von getrennten Kraftwerken gespeiste, Netze verbunden. Mit der Entwicklung des Transformators 1885 der Wechselstrom auf „beliebige“ Spannungen hochtransformieren konnte wurden zunehmend Wechselstromsysteme eingeführt. Das erste Wechselstrom-Kraftwerk⁶³ wurde im Jahr 1890 in Betrieb genommen. Durch diese Entwicklungen konnten Kraftwerke außerhalb von Städten gebaut werden, welche den Strom mithilfe des Wechselstroms „verlustfreier“ zu den Städten transportieren konnten.

Diese wurden ab dem Jahr 1900 durch Überlandzentralen erweitert, welche die Versorgung der Landgebiete abdecken sollten. Aus dieser zweiten Ebene, über den Stadtwerken, entstanden die heutigen Regionalversorger. Die erste Hochspannungsleitung in Europa war eine 50 kV Drehstromübertragung von Moorsburg nach München mit 52 km im Jahr 1905. [352; 353]

Diese Regionalversorger wurden schließlich deutschlandweit zur Verbundebene verknüpft. Im Jahr 1925 entstanden aus der Fusion mehrerer Überlandwerke die Vereinigten Elektrizitätswerke Westfalen. Die Länderübergreifende Verbundwirtschaft entwickelte sich ab dem Jahr 1913. Durch diese Entwicklungen kam es zeitlich gesehen zu Veränderungen im Kraftwerkspark [352]:

- Überlandwerke drängten Eigenstromerzeugung der Stadtwerke zurück
- Verbundunternehmen mit Großkraftwerken drängen Eigenstromerzeugung der Regionalversorger zurück

⁶¹ Definiertes abgeschlossenes Gebiet mit wenigen Stromproduzenten und einem Netz ohne Anschluss an andere Netzebenen

⁶² Zum Vergleich eine Hochspannungsgleichstrom-Anlage von Siemens wurde in China im Jahr 2009 mit einer Spannung von 800.000 V in Betrieb genommen [351]

⁶³ Bad Reichenhall, 198 kW/2.000 V

C Preise und Volumen des Day-Ahead-Marktes – Anhang zu Kapitel 2.3.1

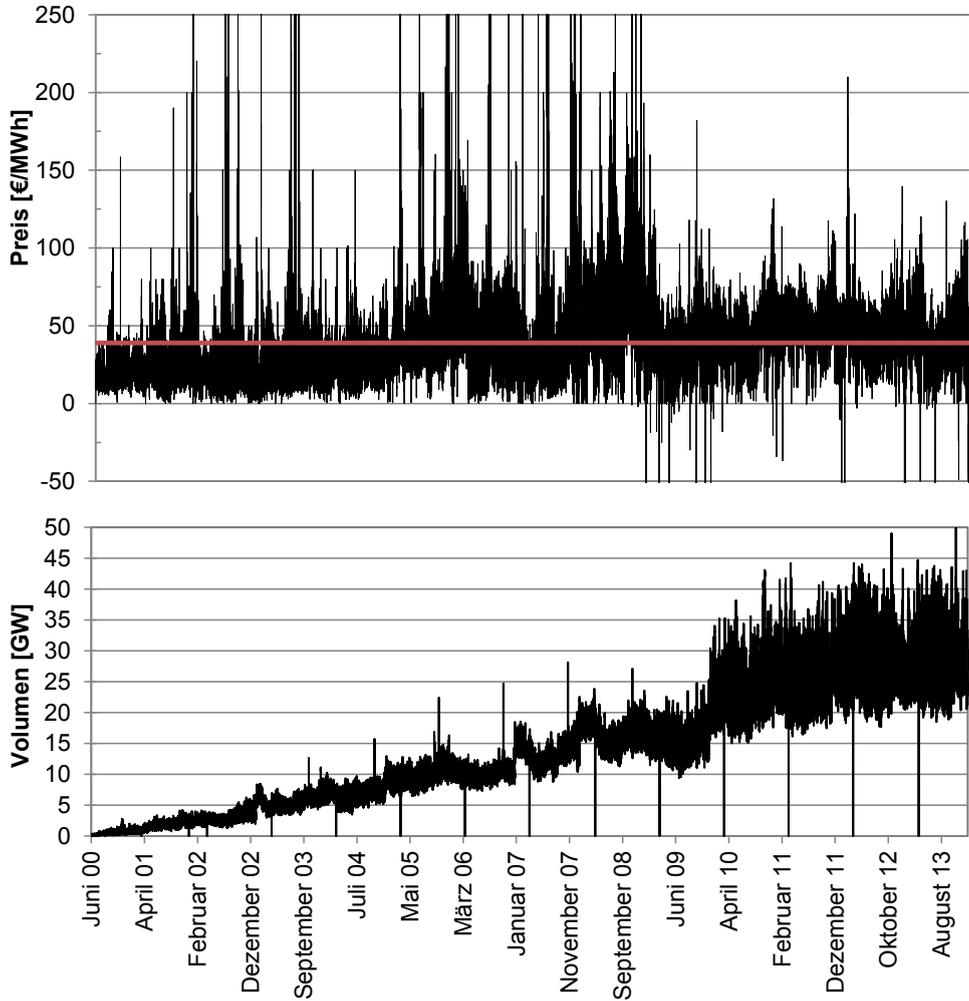


Abbildung C.1: Stündliche Preise (oben), Mittelwert der stündlichen Preise (oben-rot) und Volumen (unten) des Day-Ahead Marktes, Daten von [46]

D Preise und Volumen des Intraday-Marktes – Anhang zu Kapitel 2.3.2 –

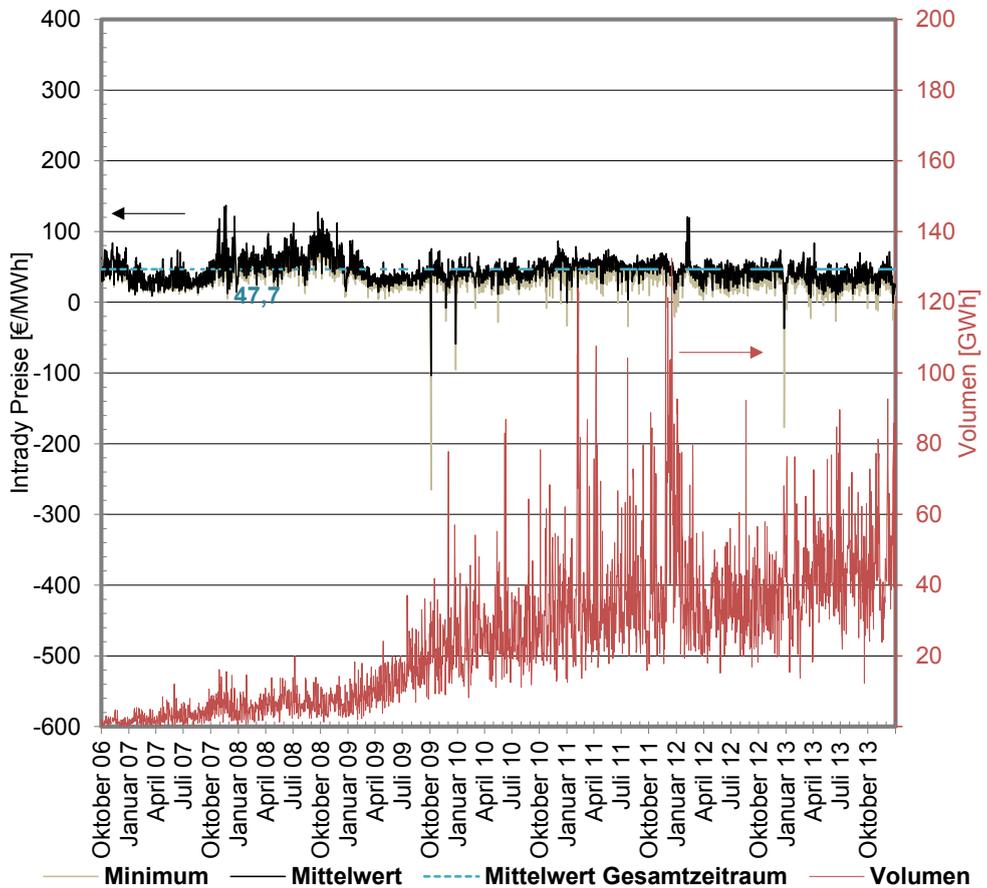


Abbildung D.1: Tagesbasiertes Minimum, Maximum und Mittelwert sowie Mittelwert über den Gesamten Zeitraum der Intraday Preise sowie das Handelsvolumen vom 25.09.2006 bis zum 31.12.2013 [Daten von 42; 46]

E Produktmerkmale Regelleistung – Anhang zu Kapitel 2.4

Tabelle E.1: Wesentliche Produktmerkmale der drei Regelleistungsarten sowie der abschaltbaren Lasten in Deutschland [52, S. 22; 53, S. 14; 78]

Legende	Primärregelung	Sekundärregelung	Minutenreserve	Abschaltbare Lasten
Ausschreibungszeitraum	Wöchentlich	Wöchentlich	Täglich	Monatlich
Ausschreibungszeitpunkt	Dienstags (W-1)	Mittwochs (W-1)	Mo-Fr, 10 Uhr	Ausschreibungskalender
Produktzeitscheiben	Keine (gesamte Woche)	HT:Mo-Fr,8-20 h, ohne Feiertag; NT: restlich	6 x 4-Stundenblöcke (z.B. Neg. 16-20 h)	1 15 min., beliebiger Zeitpunkt, mehrmals am Tag 2 4 h, Beliebiger Zeitpunkt alle sieben Tage 3 8 h, beliebiger Zeitpunkt, alle 14 Tage
Produktdifferenzierung	Keine (symmetrisch)	Positive und negativ	Positiv und negativ	Sofort – (SOL) und schnell abschaltbare Lasten (SNL)
Produktanzahl	1	4	12	2
Mindestgebotsgröße	1 MW	5 MW	5 MW bis max. 25 MW Blockgebot	50 MW bis max. 200 MW
Angebotsinkrement	1 MW	1 MW	1 MW	-
Vergabe	Leistungspreis-Merit-Order	Leistungspreis-Merit-Order	Leistungspreis-Merit-Order	Leistungspreis-Merit-Order
Vergütung	Pay-as-bid (Leistungspreis)	Pay-as-bid (Leistungs- und Arbeitspreis)	Pay-as-bid (Leistungs- und Arbeitspreis)	Pay-as-bid (Arbeitspreis) in den Grenzen Leistungspreis: 2500 €/MW Arbeitspreis: 100-400 €/MWh
Aktivierungszeit	< 30 Sekunden	< 5 Minuten	< 15 Minuten	SOL: 1 Sekunde SNL: < 15 Minuten
Erbringungsdauer	Bis zu 15 Minuten	Bis zu 52 Stunden	Bis zu 4 Stunden	1.) 15 Minuten 2.) 4 Stunden 3.) 8 Stunden
Aktivierung	Vollautomatisch: dezentrale Regelung am Kraftwerk	Automatisch: Zentrale Regelung durch ÜNB mit Soll-Signal an Anbieter	Automatisiert über elektronische Schnittstelle (MOLS)	SOL: Automatisch frequenzgesteuert und unverzögert ferngesteuert durch ÜNB SNL: Ferngesteuert durch ÜNB

F Preis und Volumen Primärregelleistung – Anhang zu Kapitel 2.4.1

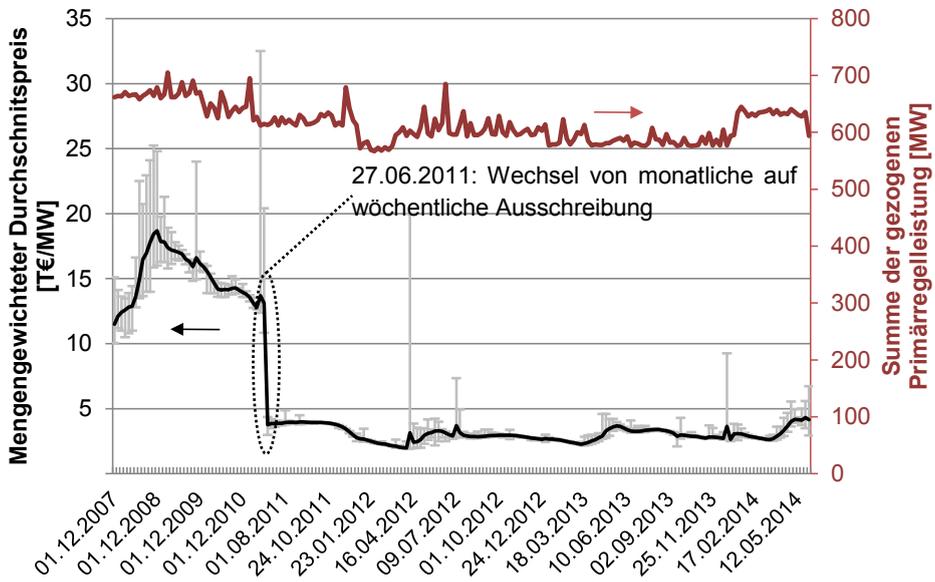


Abbildung F.1: Mengengewichteter Durchschnittspreis der Primärregelleistung zum Anfangswert der Ausschreibung (schwarz); Minimales und maximales Gebot für die ausgeschriebene Primärregelleistung (grau); Summe der gezogenen Primärregelleistung in Deutschland (rot), Daten aus [66]

G Preis und Volumen Sekundärregelleistung – Anhang zu Kapitel 2.4.2

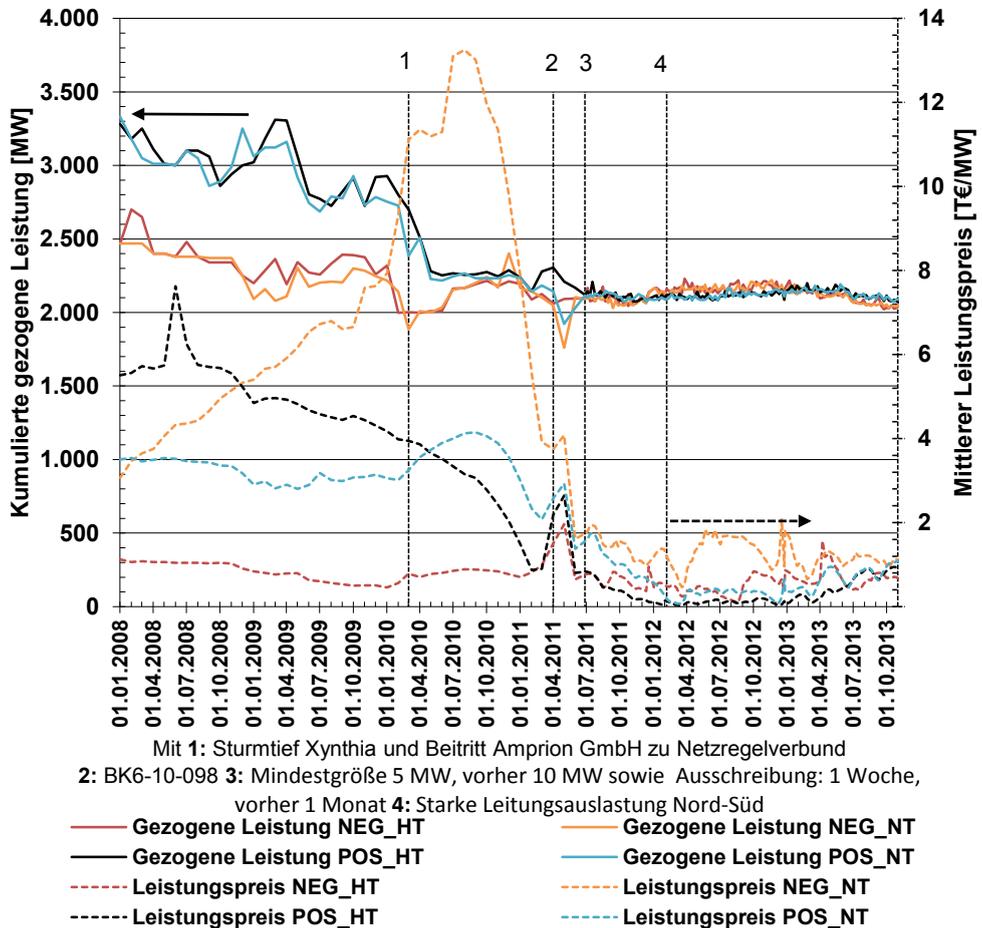


Abbildung G.1: Kumulierte gezogene Leistung sowie mittlerer Leistungspreis über die vier Produkte: negativ und positiv, Haupt (HT)- und Nebenzeit (NT) der Sekundärregelung

H Preis und Volumen Minutenreserve – Anhang zu Kapitel 2.4.3

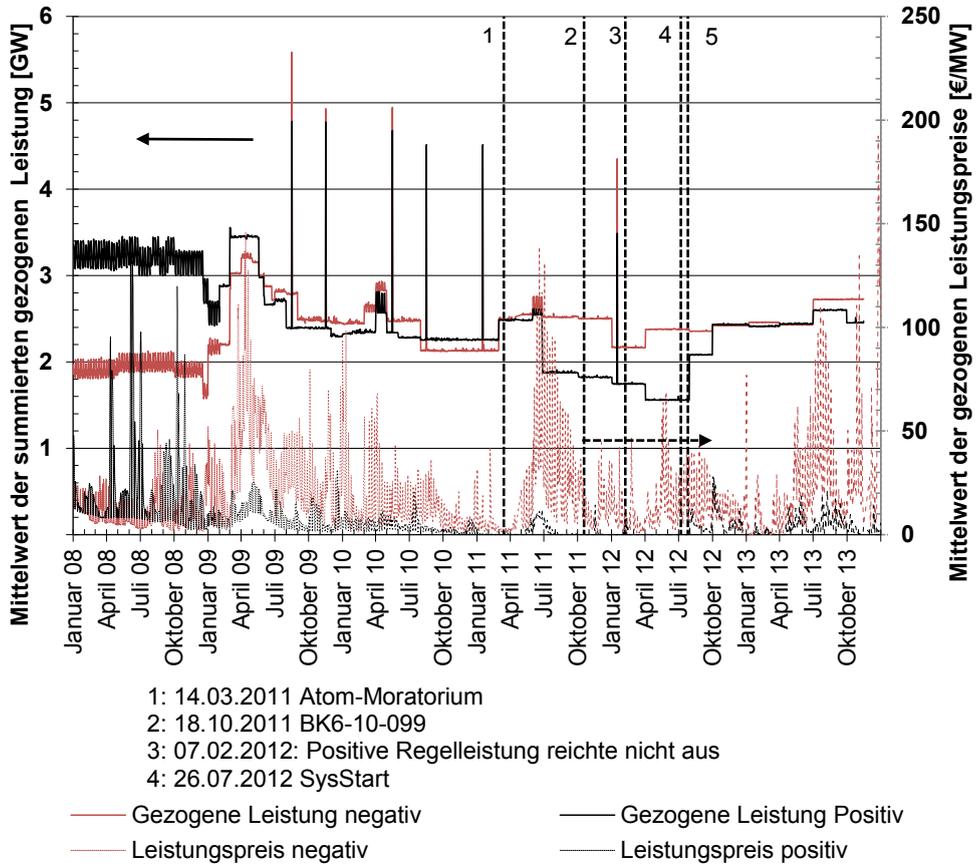


Abbildung H.1: Mittelwert über die vier Stunden Produktintervalle der summierten gezogenen Leistung sowie der Mittelwert der gezogenen Leistungspreise der Minutenreserve

I Elektrolysebeschreibung – Anhang zu Kapitel 3.1.2

Bei einer Wasser-Elektrolyse wird Wasser mittels zweier Teilreaktionen gespalten, die durch einen ionenleitenden Elektrolyten getrennt sind. Der in der Elektrolyse verwendete Elektrolyt beschreibt dabei die drei verwendeten Verfahren der Wasserelektrolyse: Die alkalische Elektrolyse mit einem flüssigen basischen Elektrolyt, die saure Elektrolyse mit einem protonenleitenden polymeren Festelektrolyten (PEM für Polymer-Elektrolyt-Membran) und die Hochtemperatur-Elektrolyse – 700 bis 1000 °C - mit einem Festoxid als Elektrolyt. Eine Sonderform stellt die alkalische-PEM-Elektrolyse als Kombination der alkalischen- und der PEM-Elektrolyse, dar. Diese versucht die Vorteile der alkalischen Elektrolyse mit den Vorteilen der PEM-Elektrolyse zu verbinden, um dadurch die Herausforderungen beider Systeme zu neutralisieren. Die alkalische-PEM- und die Hochtemperatur-Elektrolyse befinden sich beide in einem frühen Entwicklungsstadium und werden daher, im Gegensatz zur alkalischen und PEM-Elektrolyse, im Weiteren nicht näher betrachtet.

Abbildung I.1 zeigt den schematischen Aufbau und das Prinzip der alkalischen (links) und PEM-Elektrolyse (rechts). Bei der alkalischen-Elektrolyse wird zumeist eine 20 bis 40 % Kalilauge als Elektrolyt verwendet, da diese eine hohe Ionen-Leitfähigkeit aufweist. An der Kathodenseite (Minuspol) wird Wasser zugeführt, dort entstehen Wasserstoff und OH⁻-Ionen. Die OH⁻-Ionen wandern durch ein mikroporöses Diaphragma zur Anode und werden dort zu Sauerstoff umgesetzt. Das Diaphragma trennt den Kathoden- und Anodenraum und erfüllt zwei Aufgaben: Vermischung von Sauerstoff und Wasserstoff verhindern sowie den Ionenfluss zulassen, während der Elektrodenfluss verhindert wird. Die PEM-Elektrolyse nutzt anstatt eines Diaphragmas eine protonenleitende Polymer Elektrolyt Membran. Im Gegensatz zur alkalischen Elektrolyse wird bei der PEM-Elektrolyse das Wasser auf der Anodenseite (Pluspol) zugeführt. Durch die anliegende Spannung wird das Wasser in zwei H⁺-Ionen (Protonen) und elementarem Sauerstoff getrennt. Die H⁺-Ionen diffundieren durch die Membran zur Kathode und reduzieren sich dort, unter Aufnahme zweier Elektronen zu einem Wasserstoffmolekül. [125, S. 145; 354, S. 175]

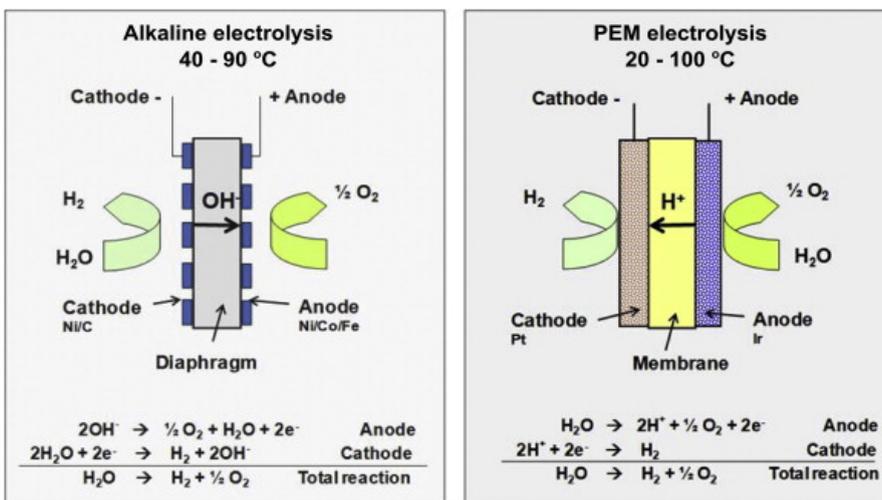


Abbildung I.1: Schematischer Aufbau und Prinzip der Alkalischen (links) und PEM-Elektrolyse (rechts) [355, S. 4903]

Für einen umfangreichen Vergleich zwischen der alkalischen- bzw. der PEM-Elektrolyse sei auf die entsprechende Literatur beispielsweise den IEK-3 Report (2013) verwiesen [312]. Anbei werden die wesentlichen Vorteile bzw. Herausforderungen für Forschung und Entwicklung der alkalischen Elektrolyse bzw. der PEM-Elektrolyse zusammengefasst [355; 356] [357]:

Alkalische Elektrolyse

- ✓ Etablierte Technologie
- ✓ Keine Edelmetalle – Platingruppenmetalle - als Katalysator
- ✓ Hohe Lebensdauer (nach 7 bis 12 Jahren Generalüberholung, Lebensdauern von über 20 Jahren ohne Öffnung möglich)
- ✓ Relativ günstig
- ✓ Stack im MW Bereich (ca. 5 kW bis 3,4 MW pro Modul)
- ✓ Bereits hohe Gesamtleistungen realisiert (größtes druckloses Elektrolysekraftwerk mit 156 MW am Assuan-Staudamm in Ägypten, größte Druck-Elektrolyse mit 22 MW in Peru)
- ✓ Baureihen bis ca. 750 Nm³/h
- × Geringe Stromdichten
- × Vergleichsweise geringe Systemwirkungsgrade (bis zu 78 % bezogen auf Brennwert)
- × Teillastbereich (unterer Teillastbereich ca. 20 bis 40 %)
- × Langsame Dynamiken (Komponenten des Gesamtsystems, Zelle reagiert nahezu unverzögert)
- × Geringe Drücke
- × Crossover von Gasen
- × Abschalten in Ruhestrombereich (Spülen mit Inertgas ggf. notwendig, Verringerung des Wirkungsgrades, Bildung von Vakuum)

PEM-Elektrolyse

- ✓ Hohe Stromdichten
- ✓ Teillastbereich (unterer Teillastbereich ca. 0 bis 10 %)
- ✓ Hohe Gasreinheit
- ✓ Dynamik
- ✓ Kompaktes System-Design
- × Hohe Kosten
- × Baureihen bis ca. 65 Nm³/h
- × Geringe Lebensdauern mit ca. 20.000 Stunden
- × Stacks unterhalb MW Bereich

Die alkalische Elektrolyse hat den größten Marktanteil unter den Wasserelektrolyseuren und ist eine ausgereifte Technologie, während bei der PEM-Elektrolyse eine Produktentwicklung erst seit ca. 20 Jahren existiert [312, S. 149]. Abbildung I.2 zeigt die Umsatzerlöse und das operative Ergebnis (zur Definition siehe Kapitel 4.4.2) von vier ausgewählten Elektrolyseherstellern. Zu sehen ist, dass obwohl Hydrogenics Weltmarktführer bzw. ITM Power den größten Marktanteil an Elektrolyseuren in Deutschland besitzt beide Elektrolyse-Hersteller negative operative Ergebnisse aufweisen. Dies kann beispielsweise auf die frühe Phase des Produktlebenszyklus der Elektrolyseanlagen hindeuten.

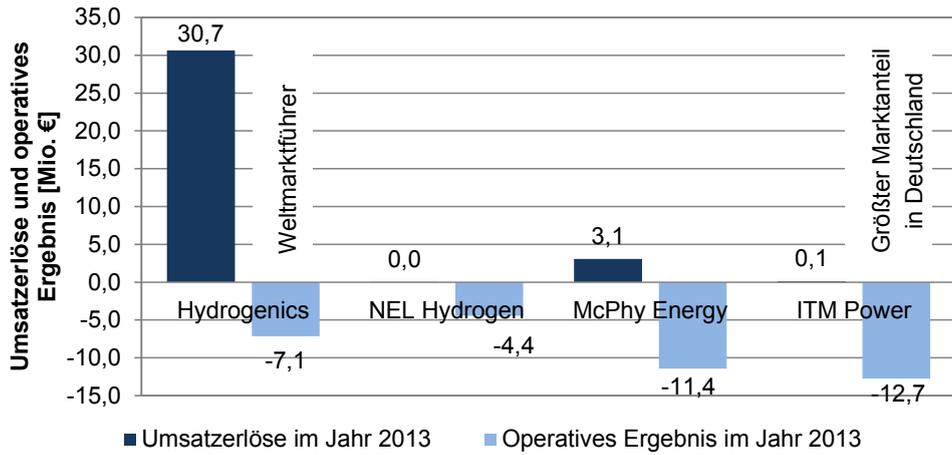


Abbildung I.2: Umsatzerlöse (jeweils links) und operative Ergebnisse (jeweils rechts) ausgewählter Elektrolysehersteller im Jahr 2013 [in Anlehnung an 358]

J Share- und Stakeholder – Anhang zu Kapitel 4.3 –

Tabelle J.1: Beteiligte Firmen und Institute von Projekten zum Thema Power-to-Gas in Deutschland, in Anlehnung an [179, S. 109-131]

Audi AG	ETOGAS	EWE AG
MT BioMethan GmbH	ZSW	H-TEC Systems GmbH
Bayer Technology Services	RWE AG	Siemens
Bayer Material Science	Stadtwerke Wunsiedel	juwi technologies GmbH
Reiner Lemoine Institut	MicrobEnergy GmbH	Viessmann
Hydrogenics	Total	Vattenfall
Deutsche Bahn	Swissgas AG	E.ON
Stadt Hamburg	SolviCore	DLR
Fraunhofer ISE	Fraunhofer IWES	Thüga
ITM Power	Badenova AG & Co. KG	Erdgas Mit-telsachsen GmbH
Energieversorgung Mittel-rhein GmbH	Erdgas schwaben gmbh	ESWE Versorgungs AG
Gasversorgung Westerwald GmbH	Mainova Aktiengesellschaft	Stadtwerke Ansbach GmbH
Stadtwerke Bad Hersfeld GmbH	WEMAG AG	e-rp GmbH
WIND-WASSERSTOFF-projekt GmbH & Co KG	Evonik	CERAM HYD
North-Tec Maschinenbau GmbH	GP Joule GmbH	Gasag
Enertrag	Linde	btu
DBI GTI	ArcelorMittal	Arge Netz
Aurubis	BeBa Energie	DOW
Sasol	Air Products	Proton Energy Systems
EnBW	Forschungszentrum Jülich	

K Ausgewählte Unternehmen – Anhang zu Kapitel 4.4.1 und 4.4.2 –

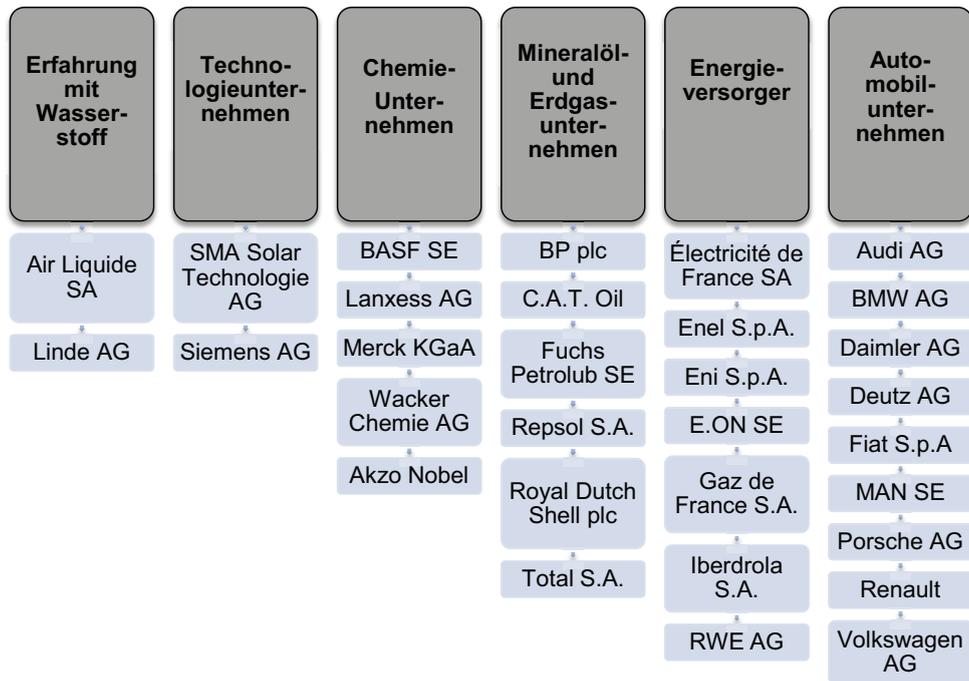


Abbildung K.1: Ausgewählte Unternehmen zur Eigenkapitalkostenberechnung, Umsatzerlösen und operativen Gewinnen

L Onshore-Windenergie Modell – Anhang zu Kapitel 5.3.2

Technisches Potential der Windenergie an Land

In diesem Kapitel wird das technische Potential der Windenergie an Land anhand der entwickelten Methodik analysiert und mittels bestehender Studien validiert.

McKenna et al. [236, S. 108] geben in Deutschland ein Potential von 855 TWh/a bei einer installierten Leistung von 367 GW an. Dies entspricht durchschnittlichen Volllaststunden von 2330. Das Umweltbundesamt (2013) [237, S. 2] gibt eine installierbare Leistung von 930 GW bei einem Ertrag von 2.400 TWh/a an, was durchschnittlichen Volllaststunden von 2.581 entspricht. Unter Annahme der ökonomischen, wenn auch sehr weit gefassten, Restriktion von WEA mit Stromgestehungskosten kleiner 18 ct/kWh ist mithilfe des hier verwendeten statistischen Investitionsentscheidungsprogramms eine installierbare Leistung von 253 GW bei einem Ertrag von 766 TWh möglich. Dies entspricht durchschnittlichen Volllaststunden von 3.019.

Dieses Optimum wird jedoch nie erreicht werden. Zum einen aufgrund von aerodynamischen Verlusten innerhalb eines Windparks und zum anderen aufgrund von elektrischen Verlusten und Nichtverfügbarkeiten der WEA. Diese müssen daher im Weiteren berücksichtigt werden, um eine realitätsnahe Stromproduktion von WEA zu bestimmen. Heide et al. (2010) [242, S. 6] ziehen 7 % der Energie aufgrund elektrischer Verluste und Nichtverfügbarkeiten ab. Der Bundesverband Wind Energie (2011) [243, S. 21] zieht pauschal 10 % für aerodynamische Verluste sowie weitere 3 % für Nichtverfügbarkeiten von WEA ab. McKenna et al. (2014) [236, S. 106] ziehen 10 % für aerodynamische Verluste 2 % für Nichtverfügbarkeiten und zusätzlich 2-3 % elektrische Verluste ab. Zur Bestimmung des worst-case wird neben der berechneten Energiemenge noch der schlechteste Fall modelliert, indem mit Verlusten von 16 %, gerechnet wird. Dadurch reduzieren sich die Volllaststunden sowie die Energiemenge auf 2536 bzw. 643 TWh.

Wird das statistische Investitionsentscheidungsprogramm um das Modell zur Ermittlung der stündlichen Leistung nach definierten Wetterjahren gewählt, ergeben sich die Werte nach Tabelle L.1.

Tabelle L.1: Kennwerte nach statistischen Weibull-Parameter der Jahre 1981-2000 und der definierten Windjahre 2010-2013

	Installierte Leistung [GW]	Stromertrag [TWh/a]	Volllaststunden [h]	Stromertrag mit 16 % Verlust [TWh/a]	Volllaststunden mit 16 % Verlust [h]
Weibull-Parameter 1981-2000	254	766	3019	643	2536
Windjahr 2010	254	574	2264	482	1902
Windjahr 2011	254	654	2578	549	2165
Windjahr 2012	254	619	2440	520	2050
Windjahr 2013	254	579	2283	486	1917

Aus der Analyse von Tabelle L.1 geht hervor, dass die in der Literatur übliche Verwendung der Weibull-Parameter um eine detaillierte Betrachtung der einzelnen Wetterjahre erweitert werden kann und muss. Beispielsweise ist der worst-case Stromertrag mit 16 % Verlusten nach den Weibull-Parametern um 25 % höher gegenüber der Erzeugung nach dem Windjahr in 2010.

Abbildung L.1 zeigt die realen normierten Volllaststunden in den entsprechenden Jahren und die normierten Volllaststunden nach dem Modell. Das Modell zeigt den grundsätzlich gleichen Verlauf, wobei das Jahr 2010 im Modell überschätzt (+0,05) und das Jahr 2013 unterschätzt wird (-0,05). Diese Unterschiede sind auf die unterschiedliche Standortauswahl (Abbildung L.10) und die Typauswahl der WEA im Modell im Vergleich zur Realität zurückzuführen.

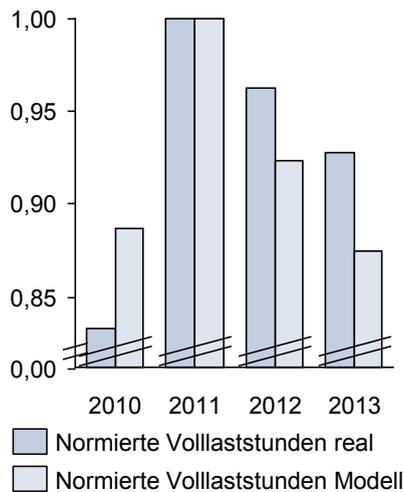


Abbildung L.1: Vergleich der normierten Volllaststunden real nach [359] sowie nach Modell mit einer installierten Leistung von 40 GW

Abbildung L.2 zeigt die Ergebnisse des energieoptimierten Ausbaus nach Modell, statistisch und nach Wetterjahren sowie die realen Ausbaudaten der Windenergie in Deutschland für die Jahre 1990-2013 nach dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2014) [359]. Ab 2013 wird mit einem jährlichen Zubau der installierten Leistung von 2,5 GW gerechnet. Die entsprechende Energiemenge wird über einen linearen Fit der realen Daten 1990-2013 approximiert. Die Ergebnisse nach dem Investitionsentscheidungsprogramm (der DWD-Weibull-Parameter) weisen eine nahezu lineare Steigung auf. Demgegenüber weisen die Ergebnisse nach den Wetterjahren einen konvexen Verlauf auf. Der konvexe Verlauf erklärt sich dadurch, dass bei stetigem Ausbau der Windenergie die Volllaststunden im Modell sinken. Da es sich um einen energieoptimierten Ausbau handelt, werden erst alle Standorte mit

hohen Volllaststunden⁶⁴ gezogen und anschließend die schlechteren Standorte, welche zu den beschriebenen Senkungen führen. Dennoch weist der tatsächliche Ausbau der WEA in Deutschland aus den Daten der Jahre 1990 bis 2013 einen schlechteren Verlauf, als die Daten des worst-case (Windjahr 2010 mit 16 % Verlust) auf.

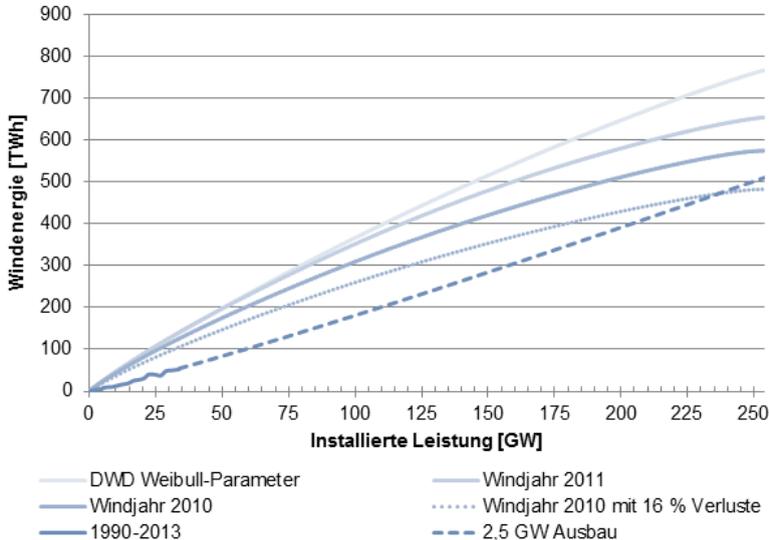


Abbildung L.2: Energieoptimierter Ausbau nach Modell sowie real nach [359] mit linearem Ausbau um jährlich 2,5 GW ab dem Jahr 2014

Diese Diskrepanz zwischen worst-case und realem Ausbau kann durch die Standortwahl der WEA erklärt werden. Abbildung L.10 zeigt die tatsächlichen Standorte der WEA aus dem Jahr 2014 (schwarz) und nach energieoptimiertem Ausbau (grün). Während sich der energieoptimierte Ausbau auf die Standorte mit hohen Windgeschwindigkeiten konzentriert (beispielsweise nord-west und nord-ost), sind die realen Standorte weiträumig über ganz Deutschland verteilt. Die Gründe für diese weiträumige Aufteilung sind wesentlich für die Definition von weiteren Ausbauszenarien und werden daher unter anderem im nächsten Kapitel genauer untersucht.

Zusammengefasst sind nach der technischen Potentialanalyse der Windenergie an Land WEA bis zu 253 GW installierbar, was beispielsweise 101.161 WEA entspricht. Die realisierbare Windenergie pro Jahr hängt stark von den Wettergegebenheiten je Jahr ab:

- Spannbreite zwischen 766 TWh/a (1981-2000) und 574 TWh/a (Windjahr 2010)

Dieses technische Potential sinkt je nach angenommenen Wirkungsgradverlusten, welche im Worst-Case: 16 % betragen:

⁶⁴ Die Volllaststunden dienen als Indikator für die Energiemenge, da die Unterschiede der installierten Leistung, abgesehen von der Enercon E126, nahezu identisch sind.

- Bei 16 % Verlust: Spannbreite zwischen 643 TWh/a (1981-2000) und 549 TWh/a (Windjahr 2010)

Die unterstellten Standorte der WEA besitzen erhebliche Auswirkungen auf die realisierbare Windenergie pro Jahr:

- Spannbreite zwischen 509 TWh/a (linearer Fit nach tatsächlichem Ausbau 1990-2013) und 766 TWh/a (1981-2000 ohne Verluste)

Wirtschaftliches Potential der Windenergie an Land

Kostenoptimaler Ausbau

Nachdem das technische Potential bestimmt ist, wird in diesem Kapitel das wirtschaftliche Potential berechnet. Dazu werden die Stromgestehungskosten, auch levelized cost of energy (LCOE) genannt, je WEA anhand von Formel L-1 und Tabelle 5.2 berechnet. Mittels dieser Daten wird versucht die Diskrepanz zwischen energieoptimierten und tatsächlichem Ausbau der Windenergie an Land zu erklären, um darauf aufbauend den weiteren Ausbau bestimmen zu können.

$$\frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{M_{t,el}}{(1+i)^t}} \quad \text{Formel L-1}$$

Mit I_0 = Investitionsausgaben [€]

A_t = Jährliche Gesamtkosten im Jahr t [€]

t = Jahr der Nutzungsperiode (1,2,...n)

i = Realer kalkulatorischer Zinssatz [%]

n = Wirtschaftliche Nutzungsdauer [Jahre]

$M_{t,el}$ = Produzierte Strommenge im jeweiligen Jahr [kWh]

Im Gegensatz zu beispielsweise [294] werden keine Lernkurven in die Berechnung der Stromgestehungskosten einbezogen. Somit stellen die berechneten Stromgestehungskosten die aktuelle Kostensituation der entsprechenden WEA dar. Das Modell ist jedoch so konzipiert, dass zukünftig auch Lernkurven berücksichtigt werden können. Abbildung L.3 fasst die erwarteten Stromgestehungskosten der Windenergie an Land bis zum Jahr 2050 von unterschiedlichen Studien zusammen und ermöglicht die Einordnung der berechneten Stromgestehungskosten in bestehende Studien.

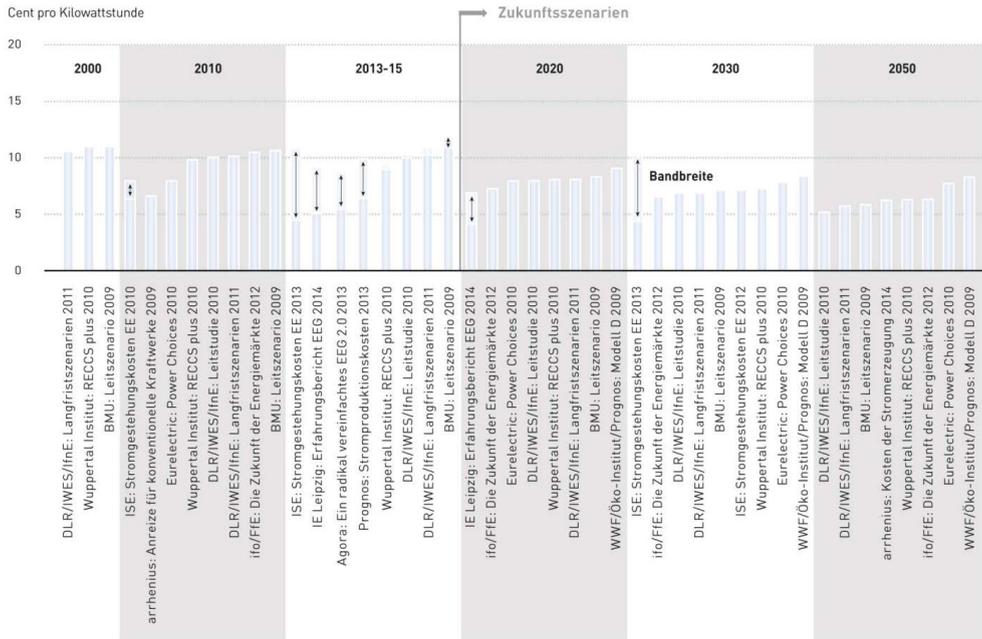


Abbildung L.3: Stromgestehungskosten der Windenergie an Land nach unterschiedlichen Studien [360]

Abbildung L.4 zeigt die Stromgestehungskosten nach dem Investitionsentscheidungs-Algorithmus (DWD Weibull-Parameter) mit einem Weighted Average Cost of Capital (WACC; deutsch: gewichteter durchschnittlicher Kapitalkostensatz) von 8 % und 16 % Verlusten. Wie erwartet sind die Stromgestehungskosten, insbesondere an windstarken Standorten, beispielsweise an der Küste von Nord- und Ostsee, mit 4,8 - 6,6 ct/kWh sehr gering. Windschwache Standorte wie beispielsweise Nordost-Bayern weisen demgegenüber mit 12,2 – 16 ct/kWh um Faktor 2,5 höhere Stromgestehungskosten auf.

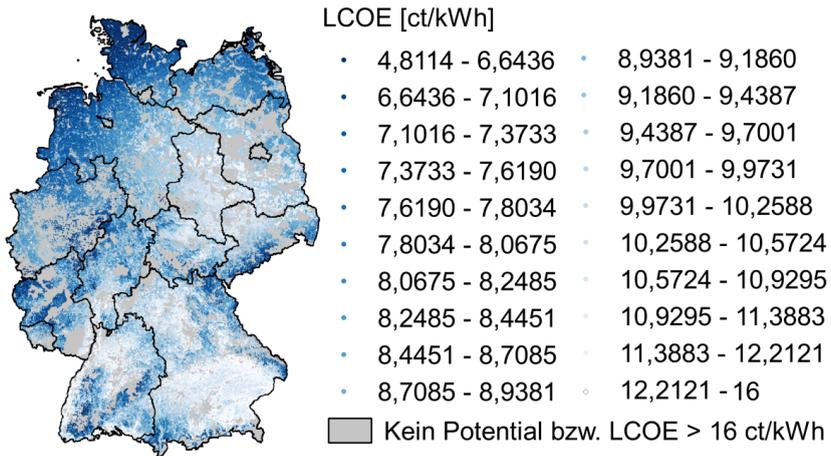


Abbildung L.4: Standort und Stromgestehungskosten (LCOE) von 101.161 WEA in Deutschland mit einem WACC von 8 % und 16 % Verlusten

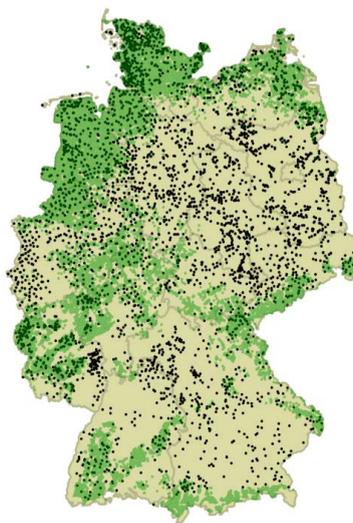


Abbildung L.5: Reale Standorte von 24762 WEA in 2014 (schwarz) sowie Standorte im Modell energieoptimiert (grün)

Der Mittelwert über alle Anlagen beträgt 9,2 ct/kWh bei einer installierten Leistung von 253 GW und einer Stromproduktion von 643 TWh. Wird Abbildung L.4 und Abbildung L.5 verglichen ist erkennbar, dass die nach dem energieoptimierten Ausbau gezogenen WEA - Abbildung L.5 - denen mit dem niedrigsten Stromgestehungskosten entsprechen. Folgerichtig ist ein energieoptimierter Ausbau dem kostenoptimalen Ausbau gleichzusetzen. Die Diskrepanz zwischen einem energieoptimierten und dem tatsächlichen Ausbau kann daher auch nicht mittels der Einbeziehung der Stromgestehungskosten erklärt werden.

Insbesondere die Variation des WACC (zur Erläuterung siehe Kapitel 4.4.1) verändert die Stromgestehungskosten in erheblichem Maß (vgl. Abbildung L.6). Während im Vereinigten Königreich beispielsweise mit einem hohen WACC von 9,6 % gerechnet werden muss, variiert der Wert in Deutschland zwischen 5,8 % und 6,3 % (Vor-Steuern) [361, S. 102]. Daher wird diese in Abbildung L.7 über einen weiten Bereich von 5,8 % bis 10 % verändert um die möglichen Grenzen aufzuzeigen.

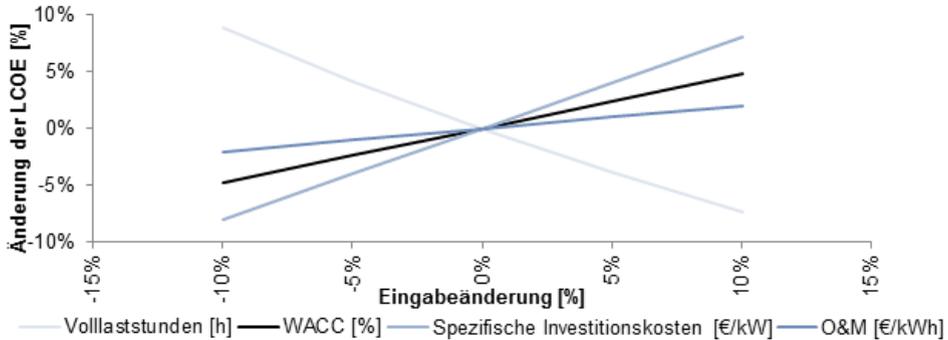


Abbildung L.6: Schaufelraddiagramm der Stromgestehungskosten über der Änderung der Eingabe Volllaststunden, WACC, spezifische Investitionskosten und Betriebs- und Wartungskosten (O&M)

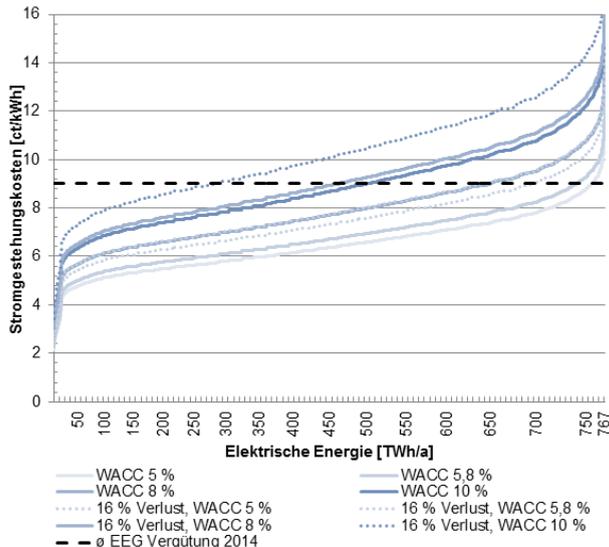


Abbildung L.7: Stromgestehungskosten bei energieoptimiertem Ausbau nach Weibull-Parametern sowie durchschnittliche EEG-Vergütung im Jahr 2014 nach [362]

Bei dem best-case, mit einem WACC von 5 % ohne Verluste, sind unter Berücksichtigung der durchschnittlichen EEG Vergütung 2014 mit 9,2 ct/kWh [362] 758 TWh realisierbar. Dies sind ca. 439 TWh mehr als der worst-case mit einem WACC von 10 % und 16 % Verlusten,

vgl. Abbildung L.8. Der grundsätzliche Verlauf stimmt mit den aus der Literatur bekannten Werten überein [236, S. 108].

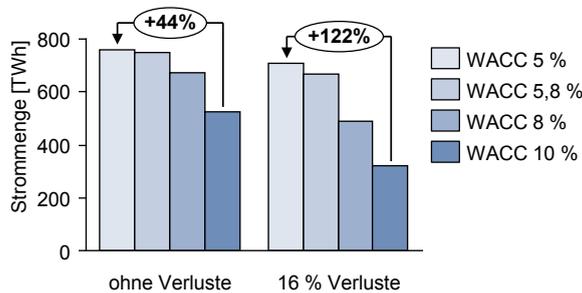


Abbildung L.8: Potentieller Ausbau unter Berücksichtigung der Grenze der Stromgestehungskosten gleich der durchschnittlichen EEG Vergütung 2014 von 9,2 ct/kWh [362]

Abbildung L.2 – DWD Weibull-Parameter – und Abbildung L.7 gehen beide von einem energieoptimierten Ausbau aus, wie er bisher auch in der Literatur angenommen wird, beispielsweise bei McKenna et al. (2014) [236, S. 108]. Abbildung L.2 – 1990 bis 2013 – zeigt jedoch, dass dieser angenommene Ausbaupfad nicht der Realität entspricht. Eine mögliche Erklärung ist, dass der energieoptimierte Ausbau, welcher auch dem kostenoptimalen Ausbau der WEA an Land entspricht, nicht der hauptsächliche Indikator des Ausbaus ist. Da insbesondere die Gewinnerwartung über eine Investition entscheidet, wird der Gewinn jeder WEA individuell berechnet, um zu überprüfen, ob dadurch der Ausbau der Windenergie erklärbar ist.

Gewinnoptimaler Ausbau

Der Gewinn ergibt sich durch Subtraktion der Kosten von den Erlösen jeder WEA. Die Kosten repräsentieren die Stromgestehungskosten der WEA. Der Erlös berechnet sich aus Menge der Energie multipliziert mit der möglichen Vergütung. Die Vergütung wird durch das Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) geregelt. Das EEG definiert den Vergütungsrahmen für 20 Jahre von Windenergieanlagen an Land. Tabelle L.2 fasst die wesentlichen Parameter zusammen. Grundsätzlich wird je EEG (2012 und 2014) eine erhöhte Anfangsvergütung von 5 Jahren gewährt und anschließend für 15 Jahre die Grundvergütung. Die Höhe der Vergütung richtet sich bis hierhin nur nach dem entsprechenden Windaufkommen.

Tabelle L.2: Daten zur Berechnung der EEG-Vergütung nach EEG 2012 und EEG 2014

	EEG 2012 § 29 Abs. 1 und 2 [363, S. 29]	EEG 2014 § 49 Abs. 1 und 2 [364, S. 28]
Grundvergütung [ct/kWh]	4,87	4,95
Anfangsvergütung [ct/kWh]	8,93	8,9
Systemdienstleistungsbonus (SDL) [ct/kWh]	0,47 (2014)	-
Dauer der Anfangsvergütung plus 5 Jahre [Monate]	Formel L-2	Formel L-3

Die Anfangsvergütung wird in einem weiteren Schritt je nach Standortqualität nach Formel L-2 (EEG 2012) bzw. Formel L-3 (EEG 2014) um maximal 20 Jahre verlängert. Die Höhe der Vergütung richtet sich somit schlussendlich nicht nur nach dem Windaufkommen sondern auch nach einem definierten Wert, nämlich der Standortqualität.

$$\text{Monate} = 2 \cdot \text{fest}\left(\frac{1,5 \cdot \text{Referenzertrag-Ertrag}}{0,75 \cdot \text{Referenzertrag}}\right) \quad \text{Formel L-2}$$

$$\text{Monate} = \text{fest}\left(\frac{1,3 \cdot \text{Referenzertrag-Ertrag}}{0,36 \cdot \text{Referenzertrag}}\right) + \text{fest}\left(\frac{\text{Referenzertrag-Ertrag}}{0,48 \cdot \text{Referenzertrag}}\right) \quad \text{Formel L-3}$$

Die Standortqualität berechnet sich aus dem Referenzertrag einer baugleichen Anlage. Der fünfjährige Referenzertrag je WEA wird von [240] veröffentlicht. Er bildet einen 100 % Standort ab und wird mittels der Leistungskennlinie der WEA und den Parametern aus Tabelle L.3 berechnet. Zur Berechnungsmethode siehe Agora Energiewende (2014) [365] bzw. Konstantin (2013) [241, S. 369-384].

Tabelle L.3: Parameter zur Bestimmung des Referenzertrages [365, S. 18]

Verteilung	Rayleigh-Verteilung
Mittlere Jahreswindgeschwindigkeit [m/s]	5,5
Höhe über Grund [m]	30
Rauhigkeitslänge [m]	0,1

Abbildung L.9 verdeutlicht den Zusammenhang der EEG-Vergütung in Abhängigkeit der Standortqualität. Während schlechte Standorte (Standortqualität < 100 %) mit einer längeren Anfangsvergütung belohnt werden, werden gute Standorte (Standortqualität > 100 %) mit einer kürzeren Anfangsvergütung „bestraft“.

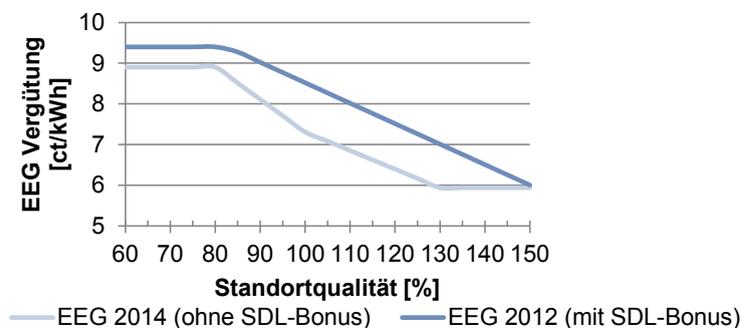


Abbildung L.9: EEG Vergütung nach EEG 2012 und EEG 2014 in Abhängigkeit der Standortqualität

Unter der Berücksichtigung der in Abbildung L.9 gezeigten EEG-Vergütung und der Berechnung der Stromgestehungskosten mittels Formel L-2 und den Daten der im Modell verwendeten WEA in Tabelle 5.2 wird je WEA und Standortqualität der Gewinn bzw. der Verlust jeder WEA berechnet werden.

Abbildung L.10 zeigt die Standorte nach unterschiedlichen Investitionsentscheidungsparametern. Der gewinnoptimale Ausbau entspricht grundsätzlich dem Ausbau des kostenoptimalen bzw. energieoptimierten Ausbaus, vgl. Abbildung L.10 – oben links. Dies bedeutet, dass der Effekt der Standortqualität zwar einen Einfluss auf die Vergütungshöhe pro kWh hat, dieser aber durch die höheren Volllaststunden aufgehoben wird. Demnach wird auch der gewinnoptimale Ausbau eine Diskrepanz zwischen dem tatsächlichen Ausbau von 1990 bis 2013 aufzeigen (vgl. Abbildung L.2). Die maximale EEG Vergütung nach EEG 2012 (Abbildung L.10 – oben rechts) bzw. EEG 2014 (Abbildung L.10 – unten links) weist andere als die tatsächlichen Standorte aus. Wird ein Ausbau nach der EEG-Vergütung modelliert, werden WEA gezogen, welche im Vergleich zum tatsächlichen Ausbau deutlich schlechtere Windstandorte repräsentieren. Agora Energiewende (2014) [365, S. 19] zeigt die tatsächliche Verteilung der Standortqualitäten im Jahr 2006. Diese Verteilung wird als Grundlage für die zufällige Ziehung der WEA in Abbildung L.10 – unten rechts genutzt. Hierdurch ist eine hinreichend genaue Verteilung möglich, welche den tatsächlichen WEA in 2014 entspricht.

Somit zeigt sich, dass der Ausbau der Windenergie an Land bisher beispielsweise eher von den Zieleausbauwerten der einzelnen Bundesländer flankiert wird und weniger von kosten- bzw. gewinnoptimalen Beweggründen. Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass der volkswirtschaftlich kostenoptimale Ausbau nicht den kostenoptimalen Ausbau der Windenergie in diesem Modell repräsentiert. Vielmehr sind auch die Systemintegrationskosten der Windenergie, beispielsweise die Integrationskosten der Windenergie in das elektrische Netz, zu berücksichtigen.

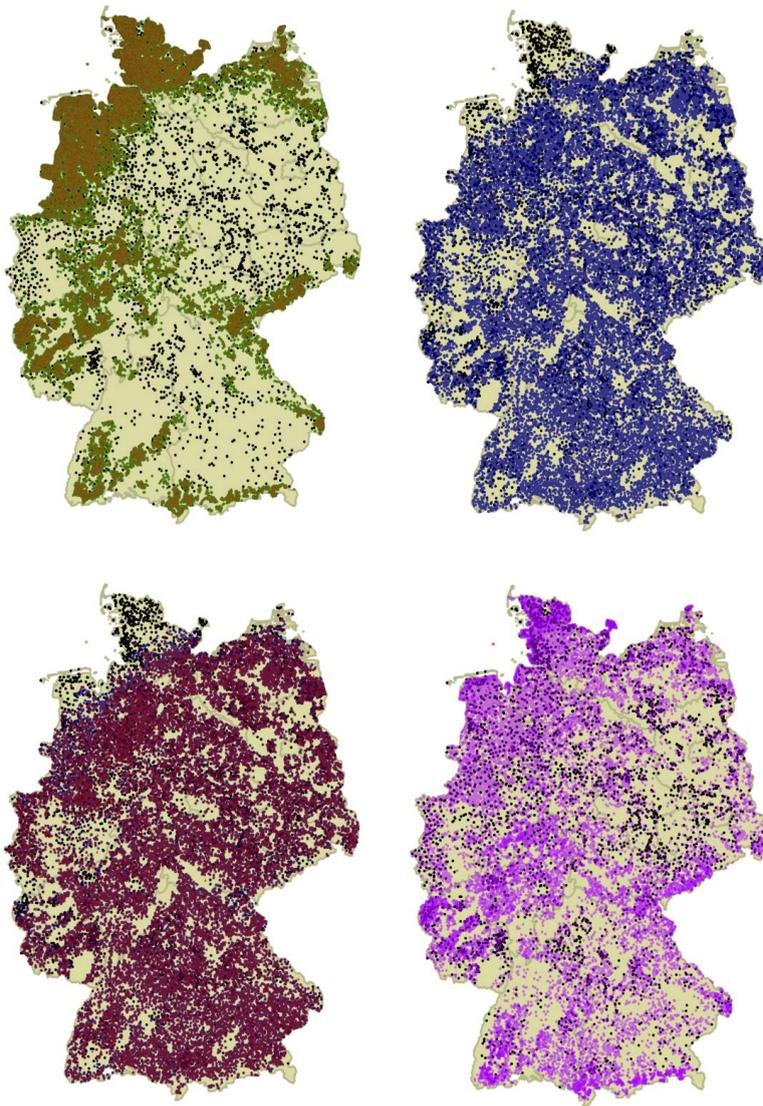


Abbildung L.10: Standorte von 24.762 WEA in 2014 (schwarz – alle Bilder), der kostenoptimalen WEA (grün – oben links), der gewinnoptimalen WEA nach EEG 2012 (rot – oben links), nach maximaler EEG Vergütung nach EEG 2012 (blau – oben rechts, unten links) und EEG 2014 (rot – unten links) sowie nach der Standortqualität in 2006 (lila – unten rechts)

Die Verteilung der Standortqualität nach Agora Energiewende (2014) [365, S. 19] wird für verschiedene Ausbaustufen der Windenergie an Land modelliert (vgl. Abbildung L.11). Der Zubau ist innerhalb der tatsächlichen Werte von 1990-2013 nahezu identisch, fällt aber anschließend flacher aus als der lineare Fit mit einem Zubau von jährlich 2,5 GW aus.

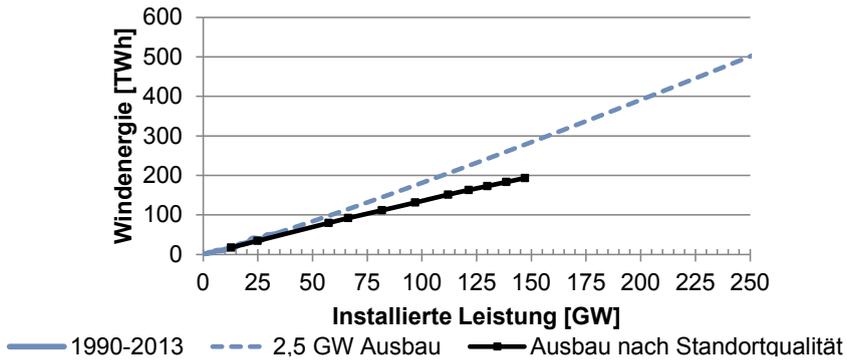


Abbildung L.11: Tatsächlicher Ausbau 1990-2013 und weiterer linearer jährlicher Zubau von 2,5 GW sowie Zubau nach der Standortqualität nach der Verteilung von [365, S. 19]

Dies bedeutet, dass sollte sich der zukünftige Ausbau der Windenergie an Land wie bisher fortsetzen, mit durchschnittlich geringeren Volllaststunden gerechnet werden muss. Sind beispielsweise 97 GW ausgebaut, ergeben sich je nach zu Grunde gelegter Ausbau-Entscheidung unterschiedliche durchschnittliche Volllaststunden, siehe Abbildung L.12.

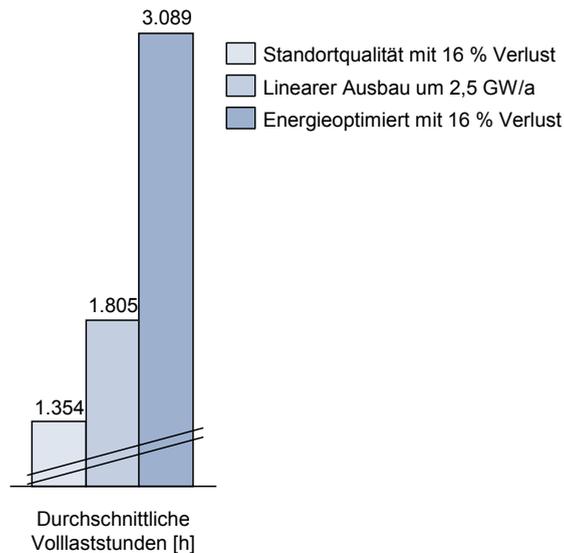


Abbildung L.12: Durchschnittliche Volllaststunden bei 97 GW installierter Leistung nach unterschiedlichen zu Grunde gelegten Ausbau-Verfahren: nach Verteilung der Standortqualität aus [365, S. 19], linearer Fit des bisherigen Ausbau 1990 bis 2013 um jährlich 2,5 GW sowie energieoptimierter Ausbau. Energieoptimiert entspricht nahezu auch einem gewinn- und kostenoptimalen Ausbau

Erwartbares Potential der Windenergie an Land

Das erwartbare Potential reduziert das wirtschaftliche Potential und bringt einen Zeitbezug in die Analysen. Dabei hat das vorherige Kapitel gezeigt, dass je nach zu Grunde gelegter Ausbauvariante:

- energieoptimiert
- kostenoptimiert
- gewinnoptimiert
- vergütungsoptimiert
- nach Verteilung der Standortqualität in 2006
- nach linearem Fit aus dem tatsächlichen Ausbau 1990-2013

unterschiedliche durchschnittliche Volllaststunden und damit unterschiedliche realisierbare Energiemengen bei gleicher installierter Leistung zu erwarten sind.

Abbildung L.13 zeigt den Ausbau der Windenergie an Land in der Zeitspanne von 1990 bis 2050. Unterstellt man einen jährlichen Zubau der installierten Leistung laut Ausbaukorridor von 2,5 GW, werden im Jahr 2050 126 GW installiert sein. Der höchste Zubau der Windenergie erfolgte im Jahr 2001 mit 3,238 GW. Wird diese Ausbaurrate unterstellt, sind im Jahr 2050 – Umweltbundesamt (UBA) – den Zubau deutlich geringer schätzen, wird im weiteren Verlauf ein maximaler Zubau von 3,238 GW/a angenommen.

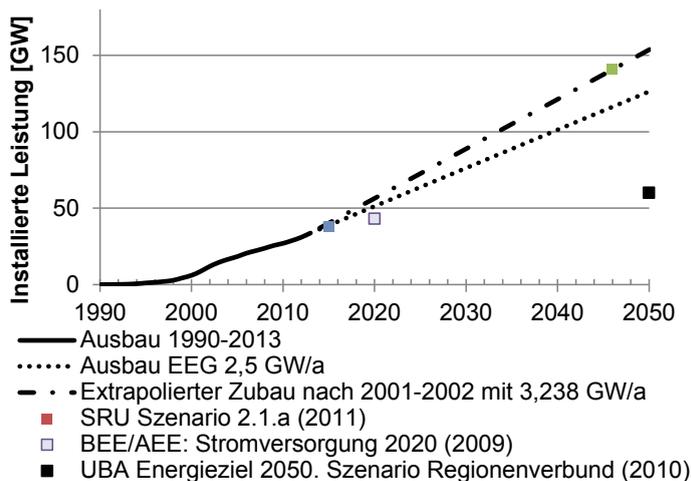


Abbildung L.13: Mögliche installierbare Leistung in unterschiedlichen Jahren sowie maximal Angaben der Studien Umweltbundesamt (UBA), Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU) und Bundesverband Erneuerbare Energie (BEE) / Agentur für Erneuerbare Energien (AEE) nach [366, S. 4]

Abbildung L.14 gibt einen Überblick über den Ausbau der Windenergie nach On- und Offshore verschiedener Studien. Der Anteil der Offshore-Windenergie nimmt ab dem Jahr 2020 deutlich zu bis dieser beispielsweise im Jahr 2050 den Anteil der Onshore-Windenergie

- Worst-Case: Windjahr 2010 mit 16 % Verlusten
- Normal-Case: Windjahr 2011 ohne Verluste
- Best-Case: Windjahre 1981-2000 aus DWD Weibull-Parametern

Im Modell werden 56.125 WEA über Deutschland verteilt aufgebaut (vgl. Abbildung L.15 - rechts). Die produzierte Windenergie variiert zwischen 301 TWh (Worst-Case) und 490 TWh (Best-Case). Die durchschnittlichen Stromgestehungskosten bei einem WACC von 8 % reichen von 6,8 ct/kWh (Best-Case) bis 11,8 ct/kWh (Worst-Case) bei einem WACC von 5 % zwischen 5,7 ct/kWh (Best-Case) und im Worst-Case 9,6 ct/kWh (vgl. Abbildung L.15 - links).

Zur Modellierung der Residualenergie auf Gemeindeebene wird der Normal-Case mit einer Windenergie von 418 TWh und durchschnittlichen Stromgestehungskosten von 8,3 ct/kWh (WACC=8 %) bzw. 6,9 ct/kWh (WACC=5 %) verwendet. Da in der Modellierung keine Lernkurven angenommen werden, sind die Stromgestehungskosten als oberes Band zu verstehen und können sich somit verringern. Insbesondere bei dem unterstellten Zubau von hier ca. 100 GW (141-34 GW) sind Kostendegressionen anhand einer Lernrate zu erwarten.

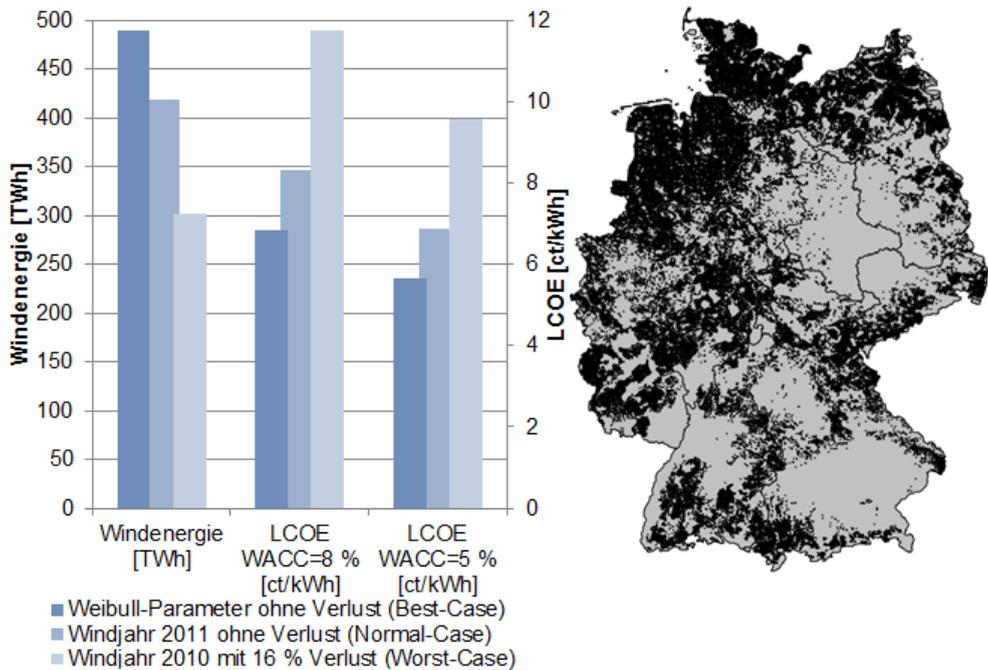


Abbildung L.15: Durchschnittliche Stromgestehungskosten (LCOE), Windenergie (links) und Standorte der Windenergieanlagen (rechts) bei einer installierten Leistung von 141 GW im Jahr 2046 nach energieoptimiertem Ausbau

M Analyse der Defizit-Bundesländer – Anhang zu Kapitel 6.2.2 –

Abbildung M.1 zeigt die stündliche Residuallast in den „Defizit-Bundesländer“ Rheinland-Pfalz, Baden-Württemberg und Nordrhein-Westfalen.

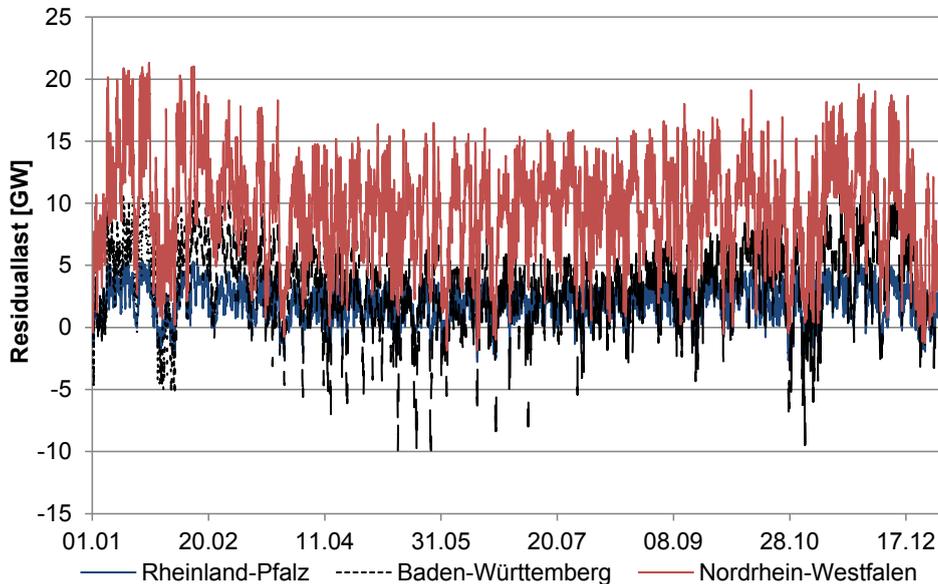


Abbildung M.1: Stündliche Residuallast in den „Defizit-Bundesländer“ Rheinland-Pfalz, Baden-Württemberg und Nordrhein-Westfalen

Abbildung M.2 zeigt die auf die maximale positive Residualenergie normierte monatliche Residualenergie der „Defizit-Bundesländer“ Rheinland-Pfalz, Baden-Württemberg und Nordrhein-Westfalen. Auch hier bestätigt sich die aus Abbildung 6.9 bekannte Saisonalität. Das Maximum der positiven Residualenergie der Bundesländer Rheinland-Pfalz, Baden-Württemberg und Nordrhein-Westfalen mit 2, 3 und 8 TWh liegt im Gegensatz zu Abbildung 6.9, welche im Dezember liegt, jedoch im Januar. Die Bundesländer Rheinland-Pfalz und Baden-Württemberg besitzen einen nahezu gleichen Verlauf. Demgegenüber sinkt in Nordrhein-Westfalen Januar zu Mai die positive Residuallast auf das nahezu 0,2 fache der maximalen positiven Residuallast.

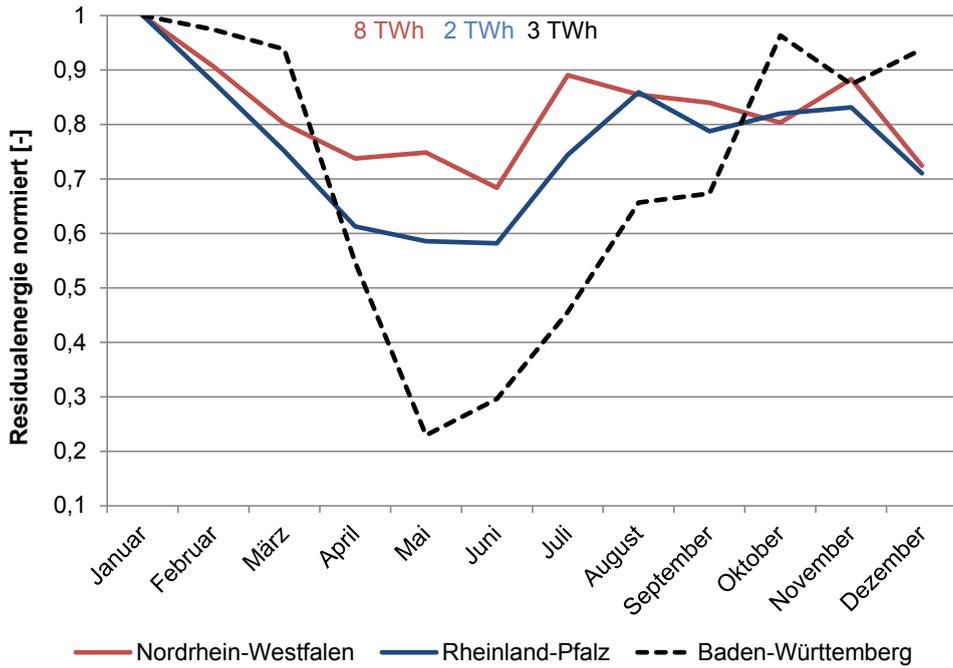
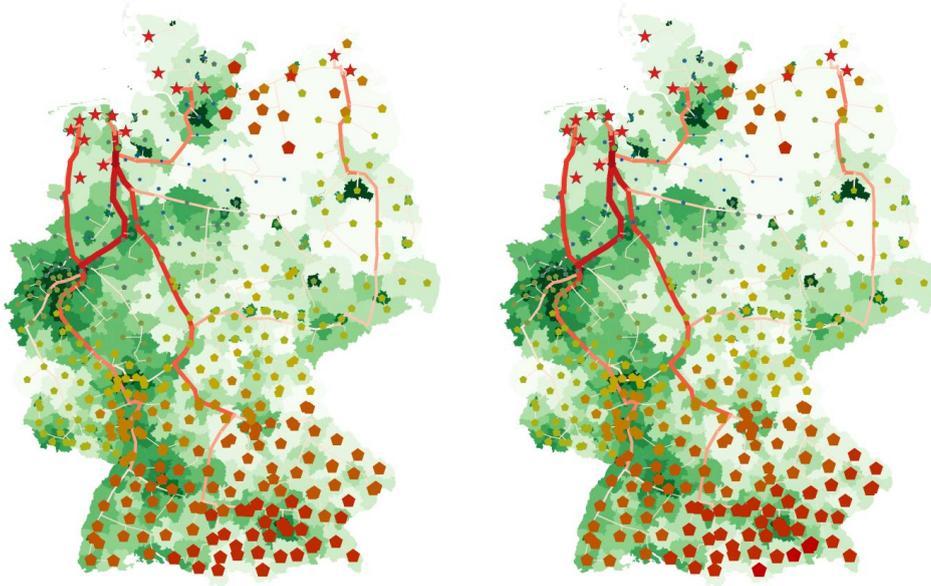


Abbildung M.2: Auf die minimale negative Residualenergie normierte monatliche Residualenergien in den „Defizit-Bundesländer“ Nordrhein-Westfalen (8 TWh), Rheinland-Pfalz (2 TWh) und Baden-Württemberg (3 TWh)

N Entry-Exit-Entgelte – Anhang zu Kapitel 6.5 –

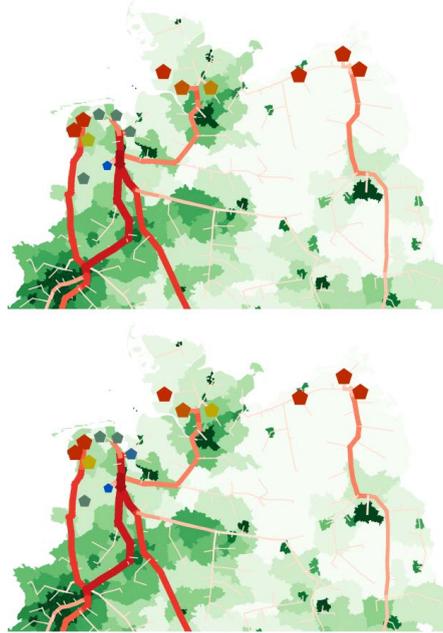
Abbildung N.1 zeigt die Exit-Entgelte und Abbildung N.2 die Entry-Entgelte der zwei verbleibenden Gewichtungen aus Kapitel 6.5.



Legende

★ Quellen	Exit-Entgelte [€/m ³ /h]	Wasserstoffbedarf [kg/km ²]
◆	0 - 31	0 - 3
◆	31 - 42	3 - 4
◆	42 - 50	4 - 5
◆	50 - 61	5 - 6
◆	61 - 77	6 - 8
◆	77 - 87	8 - 11
◆	87 - 103	11 - 19
◆	103 - 119	19 - 30
◆	119 - 134	30 - 45
◆	134 - 151	45 - 148

Abbildung N.1: Exit-Entgelte nach zwei Gewichtungen: x^3 -Funktion (oben links) und x^4 -Funktion (oben rechts) sowie jeweils der Wasserstoffbedarf je Landkreis



Legende

★	Quellen	Entry-Entgelte [€/ (m ³ /h)]	Wasserstoffbedarf [kg/km ²]
◆		0 - 53	0 - 3
◆		53 - 62	3 - 4
◆		62 - 65	4 - 5
◆		65 - 70	5 - 6
◆		70 - 78	6 - 8
◆		78 - 79	8 - 11
◆		79 - 80	11 - 19
◆		80 - 82	19 - 30
◆		82 - 89	30 - 45
◆		89 - 93	45 - 148

Abbildung N.2: Entry-Entgelte nach zwei Gewichtungen: x^3 -Funktion (oben) und x^4 -Funktion (unten) sowie jeweils der Wasserstoffbedarf je Landkreis

O Überschuss-Bundesländer – Anhang zu Kapitel 7.1 –

Abbildung O.1 zeigt das Histogramm der stündlichen Residuallasten der „Überschuss-Bundesländer“ Niedersachsen, Mecklenburg-Vorpommern und Schleswig-Holstein. Das Maximum der negativen Residuallast bzw. das Minimum der Residuallast von 8,4 GW ist in Niedersachsen. Insgesamt sind 5091 Werte aus Niedersachsen kleiner als die größte negative Residuallast, von 5,5 GW, aus Schleswig-Holstein. Die größte negative Residuallast aus Mecklenburg-Vorpommern von 4,9 GW kommt an der Stelle 8.555, bei aufsteigender Größensortierung der stündlichen Residuallasten.

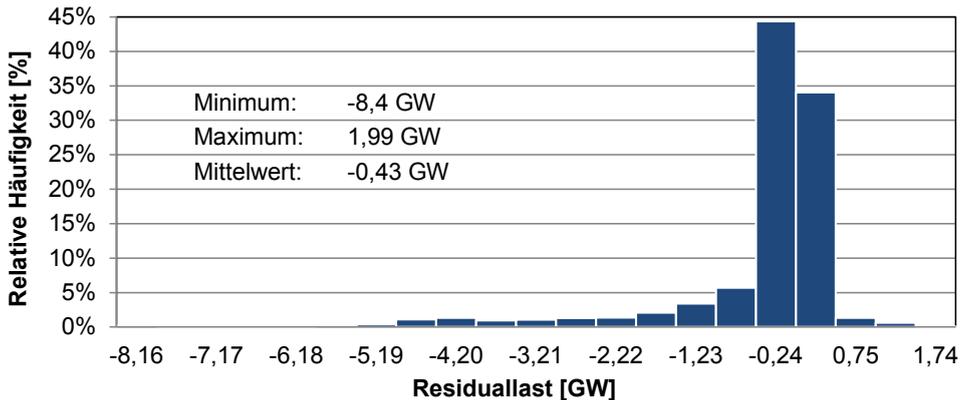
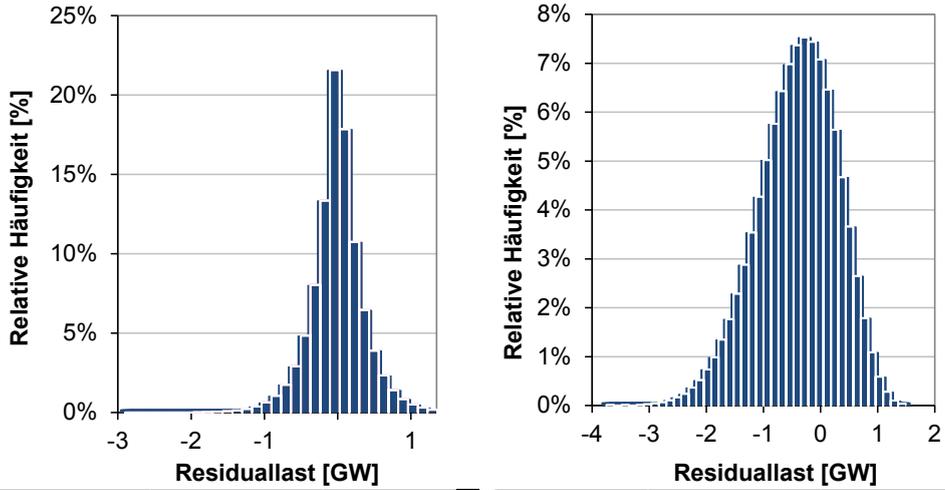


Abbildung O.1: Histogramm der stündlichen Residuallasten der „Überschuss-Bundesländer“ Niedersachsen, Mecklenburg-Vorpommern und Schleswig-Holstein

Unter Berücksichtigung des AIC ist eine Laplace-Verteilung mit dem Mittelwert $1,99 \cdot 10^{-7}$ GW und einer Standardabweichung von 371 GW die zutreffendste Verteilung um die Residuallast in den „Überschuss-Bundesländer“ zu beschreiben. Die Beta-Verteilung erlaubt aufgrund von Konvergenzproblemen keine Bestimmung des AIC. Dennoch wird diese Verteilung mit einem Alpha von 30 und einem Beta von 9 gewählt, da hier die Grenzen der Verteilung aus Minimum und Maximum der Daten definiert werden können und nicht aus positiv und negativ unendlich bestehen. Unter der Verwendung der beschriebenen Input-Parameter und einer Monte-Carlo-Simulation mit 10.000 Iterationen entstehen somit die in Abbildung O.2 zu sehenden Histogramme.



[GW]	Input Laplace	Output
Minimum	$-\infty$	- 2.901
Maximum	$+\infty$	2.426
Mittelwert	$1,99 \cdot 10^{-7}$	$1,99 \cdot 10^{-7}$
Standard-Abweichung	371,47	371,81

[GW]	Input Beta	Output
Minimum	- 8,4	- 3.8
Maximum	2	1,5
Mittelwert	- 0,408	- 0,408
Standard-Abweichung	0,692	0,692

Abbildung O.2: Histogramm der stündlichen Residuallasten der „Überschuss-Bundesländer“ nach 10.000 Iterationen einer Monte-Carlo-Simulation (Output) mittels einer Laplace- (links) und Beta-Verteilung (rechts)

P Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1.1:	Überblick potentieller Schnittstellen in einem integrierten Energiesystem, in Anlehnung an [13]	4
Abbildung 1.2:	Gliederung der Arbeit	6
Abbildung 2.1:	Entwicklung der Strombereitstellung aus erneuerbaren Energien in TWh (jeweils links des entsprechenden Jahres) sowie der installierten Leistung in GW (jeweils rechts des entsprechenden Jahres), Daten aus [26]	8
Abbildung 2.2:	Preisentwicklung am Terminmarkt der EEX, in Anlehnung an [33, S. 6]	10
Abbildung 2.3:	Marktstrukturen im Stromsektor, in Anlehnung an [34, S. 70; 35, S. 16]	11
Abbildung 2.4:	Verteilung des Gesamthandelsvolumens von Strom auf OTC- und Börsengeschäfte, sowie Aufteilung des Börsenhandels in Terminmarkt und Spotmarkt und deren Teilmärkte im Jahr 2013 [36, S. 17]	12
Abbildung 2.5:	Merit-Order des konventionellen Kraftwerksparks, in Anlehnung an [36, S. 65]	15
Abbildung 2.6:	Kumulierte Handelsvolumina des Day-Ahead-Marktes von 2002 bis 2013 (lila) sowie des Intraday-Marktes von 2006 bis 2013 (cyan), Daten von [46]	15
Abbildung 2.7:	Stündliche Preise (schwarz) und Volumen (rot) für die Woche von Montag dem 02.12.2013 bis Sonntag dem 08.12.2013, Daten von [46]	16
Abbildung 2.8:	Stündliche Preise (schwarz) und Volumen (rot) von Day-ahead und Intraday für die Woche von Montag dem 02.12.2013 bis Sonntag dem 08.12.2013, Daten von [46]	17
Abbildung 2.9:	Aufgaben, Einsatz und zeitlicher Ablauf der drei Regelernergiearten in Deutschland, in Anlehnung an [51, S. 3; 52, S. 10; 53, S. 14]	19
Abbildung 2.10:	Die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber, Gemeinden zugeordnet nach [56], in Anlehnung an [57, S. 40]	20
Abbildung 2.11:	Aufteilung der Kosten für Leistungspreis (LP: schwarz) und Arbeitspreis (AP: rot) durch die Übertragungsnetzbetreiber, in Anlehnung an [59, S. 10]	21
Abbildung 2.12:	Vergleich der Vergütung nach Merit-Order und Pay-as-bid mittels Angebotskurve der Primärregelleistung in der Woche vom 26.05.2014 bis 01.06.2014, Daten aus [66]	23

Abbildung 2.13:	Einteilung der Kapazitätsmechanismen, in Anlehnung an [89, S. 3]	29
Abbildung 2.14:	Kapazitätsmechanismen in Europa, in Anlehnung an [92, S. 46]	30
Abbildung 2.15:	Links: Entwicklung der Kosten für Systemdienstleistungen der ÜNB; in Redispatch sind Schwarzstartfähigkeit und Blindleistung enthalten, Daten von [6, S. 61]. Rechts: Redispatch-Einsatz in den vier Regelzonen in Deutschland, Daten von [96, S. 12]	32
Abbildung 2.16:	Entwicklung der durchschnittlichen Netzentgelte von dem Jahr 2009 (links) auf das Jahr 2014 (rechts), in Anlehnung an [96]	33
Abbildung 2.17:	Netzentgelte und deren Anteil am Gesamtelektrizitätspreis nach Gewerbe-, Haushalts- und Industriekunden im Jahr 2013 [Daten aus 43, S. 68 ff.]	34
Abbildung 2.18:	Zusammensetzung der Wasserstoffkosten mit einem Pipelinesystem für 5,4 Mio. t Wasserstoff bei einer installierten Elektrolyseleistung von 84 GW _{el} nach Stolten et al. (2013) sowie Stromkosten für Beschaffung, Vertrieb, Umlagen und Steuern für Großabnehmer [17; 109]. Zusammensetzung möglicher Zielpreise Diesel und Superbenzin [110; 111] mit entsprechenden Verbrauchswerten [108, S. 29 MOD]	36
Abbildung 3.1:	Anteil der weltweiten Wasserstoffproduktion von ca. 45 bis 65 Millionen t pro Jahr nach Art der Produktion (links) sowie nach Nutzung im Jahr 2008 [121, S. 14]	42
Abbildung 3.2:	Anteil des weltweiten Wasserstoffverbrauchs nach Regionen im Jahr 2013 [119]	42
Abbildung 3.3:	Wasserstoff Nutzung nach Regionen im Jahr 2006 [122]	43
Abbildung 3.4:	Anteil der Wasserstoffproduktion in Deutschland nach Art der Produktion [123, S. 215]	43
Abbildung 3.5:	Minimale Transportkosten für Wasserstoff in Abhängigkeit von Massenfluss und Transportentfernung. Mit G = gasförmiger Transport via Lkw, L = flüssiger Transport via Lkw und P = gasförmiger Transport via Pipeline, in Anlehnung an [12; 128]. Wechselkurs Dollar zu Euro aus dem Jahr 2011.	44
Abbildung 3.6:	Links: Erdgasverbrauch der alten Bundesländer [146, mit Daten in Mio. t. SKE], Rechts: Struktur des Erdgasmarktes vor der Liberalisierung [16, S. 155]	48
Abbildung 3.7:	Vergleich der Zugangsmodelle eines Pipelinesetzes nach technischer Machbarkeit und Handelsflexibilität, in Anlehnung an [147]	49

Abbildung 4.1:	Standorte von 50 Wasserstofftankstellen in Deutschland im Rahmen des Clean Energy Partnership bis Ende 2015, in Anlehnung an [176]	59
Abbildung 4.2:	Potentielle Share- und Stakeholder entlang der Power-to-Gas Wertschöpfungskette	61
Abbildung 4.3:	Berechnung des durchschnittlichen Kapitalkostensatzes (englisch: Weighted Average Cost of Capital, WACC) [184, S. 17]	62
Abbildung 4.4:	Eigenkapitalzinssätze ausgewählter Share- und Stakeholder [185, S. 53]	63
Abbildung 4.5:	Aus der Zinsstruktur abgeleitete Renditen für deutsche Bundeswertpapiere mit jährlichen Kuponzahlungen, Restlaufzeit 30 Jahre, BBK01.WT3429, Daten aus [168]	64
Abbildung 4.6:	Mittelwert der Umsatzerlöse und des operativen Ergebnisses von Share- und Stakeholdern entlang der Power-to-Gas Wertschöpfungskette nach Abbildung 4.6 im Jahr 2013, Daten aus [195]	65
Abbildung 5.1:	Verwendete installierte Leistungen und Volllaststunden im 85 % erneuerbare Energien-Szenario von Jentsch (2014), Daten von [198, S. 35]	71
Abbildung 5.2:	Modellumsetzung des Strom- und Gassektors zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff. Beschreibung der Kreise A bis C sind dem Kapitel 5.2 zu entnehmen.	73
Abbildung 5.3:	Innerhalb der Modellierung verwendete Software	74
Abbildung 5.4:	Last pro Quadratkilometer in 11.268 Gemeinden in Deutschland zum Zeitpunkt der größten Last am 05.12.2013 um 18 Uhr mit 83 GW (links) und kleinsten Last am 02.06.2013 um 7 Uhr mit 37 GW (rechts)	78
Abbildung 5.5:	Installierte Leistung und Strombereitstellung aus der Onshore-Windenergie in Deutschland (links: schwarz), Steigung für vier verschiedene Volllaststunden (links: grau) sowie der kumulierte Ausbau der Jahre 1990 bis 2013 der Onshore-Windenergie (schwarz) und der Photovoltaik (grau), Daten aus [26]	79
Abbildung 5.6:	Nutzbare Fläche (braun) für WEA an Land von in Summe 113.115 km ² , unter Berücksichtigung der angegebenen Sicherheitsabstände [238, S. 58]	81
Abbildung 5.7:	Methodik zur Auswahl von WEA nach statistischen Werten mittels des Investitionsentscheidungsprogramms (hell-blau) sowie zur Ermittlung stündlicher Leistungen der WEA nach definierten Wetterjahren (dunkel-blau)	85

Abbildung 5.8:	Installierte Leistung und Strombereitstellung aus Offshore-Windenergie in Deutschland (links: schwarz), Steigung für 1000 Volllaststunden (links: grau) sowie der kumulierte Ausbau der Jahre 1990 bis 2013 (rechts: schwarz), Daten aus [26]	86
Abbildung 5.9:	Durchschnittliche Volllaststunden der entsprechenden Offshore Windparks ab einer Leistung von 45 MW, in Anlehnung an [250]	87
Abbildung 5.10:	Installierte Leistung und Strombereitstellung aus der Photovoltaik in Deutschland (links: schwarz), Steigung für drei verschiedene Volllaststunden (links: grau) sowie der kumulierte Ausbau der Jahre 1990 bis 2013, Daten aus [26]	88
Abbildung 5.11:	Links: Installierte PV-Leistung auf Gemeindeebene im Jahr 2014 mit in Summe 39,4 GW, Daten aus [256]; Rechts: Installierte PV-Leistung auf Gemeindeebene laut Modell mit in Summe von 55 GW	89
Abbildung 5.12:	Ausschnitt der Einspeisezeitreihe am 01.01 und 02.01.2013 nach Daten der ÜNB mit einer installierten Leistung von 36 GW und nach Modell mit einem Beispiel-Szenario von 55 GW installierter PV-Leistung in Deutschland	90
Abbildung 5.13:	Installierte Leistung und Strombereitstellung aus der Wasserkraft inklusive Pumpspeicherkraftwerke mit natürlichem Zufluss in Deutschland (links) sowie der kumulierte Ausbau der Jahre 1990 bis 2013, Daten aus [26]	91
Abbildung 5.14:	Installierte Leistung und Strombereitstellung aus der Biomasse in Deutschland (links: schwarz), Steigung für zwei verschiedene Volllaststunden (links: grau) sowie der kumulierte Ausbau der Jahre 1990 bis 2013, Daten aus [26]	92
Abbildung 5.15:	Installierte Leistung der Biomasse auf Gemeindeebene von in Summe 6,4 GW, Daten aus [256]	93
Abbildung 5.16:	Summe der im Modell verwendeten Im- und Exporte im Jahr 2013 (links) sowie deren geografische Lage (rechts), Daten aus [265-272]	94
Abbildung 5.17:	Jahresganglinien der Tagesmittelwerte von Import- und Exportlastflüssen von ENTSO-E [268] und den Übertragungsnetzbetreibern [265; 267; 269-271] bzw. der gehandelten Import- und Exportleistungen der EEX [273] [252] im Jahr 2013	95
Abbildung 5.18:	Standorte und installierte Leistung der verwendeten Kraftwerke, in Anlehnung an [274, S. 23]	96
Abbildung 5.19:	Verwendetes elektrisches Netz in Modell nach dem Netzentwicklungsplan (2014) [276]. In Rot 380 kV und in Schwarz 220 kV Stromleitungen.	98

Abbildung 5.20:	Anzahl der Brennstoffzellenfahrzeuge im IEK-3 Modell, im Lead Scenario und Scenario 3 nach Keles et al. (2008) [288, S. 4454] sowie jährlicher Wasserstoffverbrauch und Wasserstoff Peak-Bedarf im Modell	100
Abbildung 5.21:	Wasserstoffbedarf in 402 Landkreisen nach Modell im Jahr 2040 (links) und im Jahr mit dem Peak-Wasserstoffbedarf im Jahr 2052 (rechts)	101
Abbildung 6.1:	Bruttostromverbrauch in Deutschland in den Jahren 1990 bis 2013, Daten aus [26]	108
Abbildung 6.2:	Modellierte installierte Leistung, durchschnittliche Volllaststunden und Energie im Energiekonzept auf Grundlage der Wetter- und Verbrauchsdaten aus dem Jahr 2013	109
Abbildung 6.3:	Residualenergie, Stromverbrauch und -erzeugung bei unterschiedlichen Rahmenbedingungen	110
Abbildung 6.4:	Residualenergie auf Gemeindeebene ohne elektrisches Netz (oben links), auf Landkreisebene ohne elektrisches Netz (unten links) und auf Landkreisebene mit elektrischem Netz (unten rechts) des Energiekonzeptes	113
Abbildung 6.5:	Residualenergie mit und ohne elektrisches Netz auf Bundesebene	114
Abbildung 6.6:	Verteilung der Erneuerbaren Energien aus eigenem Landkreis, aus anderen Landkreisen mittels elektrischem Netz und aus konventioneller Erzeugung auf Landkreisebene im untersuchten Energiekonzept	115
Abbildung 6.7:	Stündliche Residuallasten in 402 Landkreisen in Deutschland	116
Abbildung 6.8:	Stündliche Residuallast in den „Überschuss-Bundesländer“ Niedersachsen, Mecklenburg-Vorpommern und Schleswig-Holstein	117
Abbildung 6.9:	Auf die minimale negative Residualenergie normierte monatliche Residualenergien in den „Überschuss-Bundesländer“ Niedersachsen (4,8 TWh), Mecklenburg-Vorpommern (2,8 TWh) und Schleswig-Holstein (2,6 TWh)	118
Abbildung 6.10:	Histogramm der Gradienten der positiven Residuallasten (links) und negativen Residuallasten (rechts) von Niedersachsen	118
Abbildung 6.11:	Mittelwert und Minimum der Stromgestehungskosten von Windenergieanlagen je Bundesland mit einem WACC von 6 % und 8 %	121
Abbildung 6.12:	Mittelwert der Stromgestehungskosten der Windenergie-onshore mit einem WACC von 8 % (links) und 6 % (rechts) sowie Standorte der WEA in 402 Landkreisen in Deutschland	122

Abbildung 6.13: Mittelwert der Stromgestehungskosten der Windenergie-onshore mit einem WACC von 8 % (links) und 6 % (rechts) sowie Standorte der WEA in 11.268 Gemeinden in Deutschland	123
Abbildung 6.14: Maximum (oben-links) und Mittelwert (unten-links) der Grenzkosten in 402 Landkreisen in Deutschland	124
Abbildung 6.15: Maximum und Mittelwert der Grenzkosten auf Bundeslandebene	125
Abbildung 6.16: Stündliche Grenzkosten in 402 Landkreisen in Deutschland	126
Abbildung 6.17: Stündliche Grenzkosten in Aurich, Düsseldorf sowie der Mittelwert der stündlichen Grenzkosten über Deutschland. Fehler: Keine Lösung des Modells	127
Abbildung 6.18: Nutzbare- und genutzte Energie, durchschnittliche- und Mindestvolllaststunden, Anzahl genutzter Landkreise und produzierter Wasserstoff mit einem Elektrolysewirkungsgrad von 70 % bei steigender Elektrolyseleistung	128
Abbildung 6.19: Ausgewählte Landkreise zur Deckung des Peak-Wasserstoffbedarfs für das Jahr 2052 mit 2,93 Mio. t	129
Abbildung 6.20: Installierte Elektrolyseleistungen in 402 Landkreisen bei mindestens 1000 (oben links), 2000 (unten links) und 5300 (unten rechts) Volllaststunden	130
Abbildung 6.21: Geordnete Mittelwerte der Stromgestehungskosten der Windenergieanlagen mit einem WACC von 8 % (blau) und 6 % (rot) der 15 Landkreise mit einer installierten Elektrolyseleistung zur Deckung des Peak-Wasserstoffbedarfs für das Jahr 2052 aus Kapitel 5.4.1	131
Abbildung 6.22: Histogramm der Stromgestehungskosten mit einem WACC von 8 % (links) und 6 % (rechts) der 7978 Windenergieanlagen in den 15 Landkreisen mit einer installierten Elektrolyseleistung zur Deckung des Peak-Wasserstoffbedarfs für das Jahr 2052 aus Kapitel 5.4.1	132
Abbildung 6.23: Stündliche Grenzkosten in den 15 Landkreisen mit einer installierten Elektrolyseleistung zur Deckung des Peak-Wasserstoffbedarfs für das Jahr 2052 aus Kapitel 5.4.1	133
Abbildung 6.24: Histogramm der Grenzkosten mit Null (links) und ohne Null (rechts) in den 15 Landkreisen mit einer installierten Elektrolyseleistung zur Deckung des Peak-Wasserstoffbedarfs für das Jahr 2052 aus Kapitel 5.4.1	134
Abbildung 6.25: Kostenfunktion der Rohrleitungskosten, inklusive Material und Kompression in Abhängigkeit des Durchmessers [12, S. 161]	135

Abbildung 6.26: Wasserstoffpipeline zur Versorgung von ¼ des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff aus einem regenerativen Energiekonzept	136
Abbildung 6.27: Relative Häufigkeitsdichte der Exit-Entgelte sowie die dazu passende Betaverteilung mit x^2 -Funktion (links) und x^{12} -Funktion (rechts)	139
Abbildung 6.28: Exit-Entgelte nach zwei Gewichtungen: Niedrige Pipelinekosten hoch gewichtet nach x^{12} -Funktion (oben links) und niedrige Pipelinekosten niedrig gewichtet nach x^2 -Funktion (oben rechts) sowie jeweils der Wasserstoffbedarf je Landkreis im Jahr 2052	140
Abbildung 6.29: Entry-Entgelte nach zwei Gewichtungen: Niedrige Pipelinekosten hoch gewichtet nach x^{12} -Funktion (oben) und niedrige Pipelinekosten niedrig gewichtet nach x^2 -Funktion (unten) sowie jeweils der Wasserstoffbedarf je Landkreis im Jahr 2052	141
Abbildung 6.30: Vor-Steuer-Kostenanalyse des aktualisierten Energiekonzeptes des IEK-3	144
Abbildung 6.31: Tornado-Diagramm der Vor-Steuer-Wasserstoffkosten durch Veränderung der Input-Werte des middle-case um +/- 10 %	145
Abbildung 7.1: Perspektivische Einordnung der Monte-Carlo-Simulation in potentielle Analysenmethoden zur Prognose zukünftiger Entwicklungen [in Anlehnung an 306, S. 84]	151
Abbildung 7.2: Methodik zur Berechnung der Wasserstoffgestehungskosten	153
Abbildung 7.3: Relative Häufigkeitsdichte der Stromgestehungskosten der 7.978 Windenergieanlagen (links) und der Grenzkosten der 15 Landkreise (rechts) mit einer Elektrolyseleistung sowie die dazu passende Weibull- und Dreiecksverteilung	155
Abbildung 7.4: Relative Häufigkeitsdichte der Eigenkapitalkosten von 31 untersuchten Unternehmen sowie die dazu passende Beta- und Dreiecksverteilung (links) sowie der WACC mit steigender Fremdkapitalquote (rechts)	156
Abbildung 7.5: Ergebnis der Monte-Carlo-Simulation mit 100.000 Iterationen der Wasserstoffgestehungskosten am Elektrolyseur mit den Stromgestehungskosten der onshore Windenergieanlagen	161
Abbildung 7.6: Ergebnis der Monte-Carlo-Simulation mit 100.000 Iterationen der Wasserstoffgestehungskosten am Elektrolyseur mit den zonalen Strompreisen	162
Abbildung 7.7: Ergebnis der Monte-Carlo-Simulation mit 100.000 Iterationen der Wasserstoffgestehungskosten an der Tankstelle mit den Stromgestehungskosten der onshore Windenergieanlagen	163

Abbildung 7.8:	Ergebnis der Monte-Carlo-Simulation mit 100.000 Iterationen der Wasserstoffgestehungskosten an der Tankstelle in ct pro kWh mit den Stromgestehungskosten der onshore Windenergieanlagen sowie der Wahrscheinlichkeit anlegbarer Kosten von 22,9 ct/kWh	164
Abbildung 7.9:	Ergebnis der Monte-Carlo-Simulation mit 100.000 Iterationen der Wasserstoffgestehungskosten an der Tankstelle mit den zonalen Strompreisen	165
Abbildung 7.10:	Ergebnis der Monte-Carlo-Simulation mit 100.000 Iterationen der Wasserstoffgestehungskosten an der Tankstelle in ct pro kWh mit den zonalen Strompreisen sowie der Wahrscheinlichkeit anlegbarer Kosten von 22,9 ct/kWh	166
Abbildung 7.11:	Kumulierte Wahrscheinlichkeitsdichte der Wasserstoffgestehungskosten mit den Stromgestehungskosten der onshore Windenergieanlagen – LCOE – und mit den zonalen Strompreisen mit und ohne Wasserstoffpipeline	167
Abbildung 8.1:	Überschüsse, Power-to-Gas und Stromerzeugung ausgewählter Studien im Jahr 2050	175
Abbildung 8.2:	Standorte von Power-to-Gas Anlagen nach Jentsch et al. (2014) – links oben - [335], zuschaltbare Stromverbraucher je Netzknoten nach Breuer (2011) [324, S. 62 ff.; 346] – rechts oben – und Standorte in dieser Arbeit – unten - jeweils in Rot	177
Abbildung 8.3:	Wasserstoff- und Methanverbrauch sowie Wasserstoffproduktion mittels Power-to-Gas Konzept im Jahr 2050 im Verkehrssektor	179
Abbildung A.1:	Angebote der gezogenen und nicht gezogenen Leistungen für die negative Sekundärregelung sowie deren Arbeitspreis. HT: Mo-Fr, 8-20 h, ohne Feiertag von der Woche 15.08.2011 bis 21.08.2011 [Daten aus 66]	188
Abbildung C.1:	Stündliche Preise (oben), Mittelwert der stündlichen Preise (oben-rot) und Volumen (unten) des Day-Ahead Marktes, Daten von [46]	190
Abbildung D.1:	Tagesbasiertes Minimum, Maximum und Mittelwert sowie Mittelwert über den Gesamten Zeitraum der Intraday Preise sowie das Handelsvolumen vom 25.09.2006 bis zum 31.12.2013 [Daten von 42; 46]	191
Abbildung F.1:	Mengengewichteter Durchschnittspreis der Primärregelleistung zum Anfangswert der Ausschreibung (schwarz); Minimales und maximales Gebot für die ausgeschriebene Primärregelleistung (grau); Summe der gezogenen Primärregelleistung in Deutschland (rot), Daten aus [66]	193

Abbildung G.1:	Kumulierte gezogene Leistung sowie mittlerer Leistungspreis über die vier Produkte: negativ und positiv, Haupt (HT)- und Nebenzeit (NT) der Sekun-därregelung	194
Abbildung H.1:	Mittelwert über die vier Stunden Produktintervalle der summierten gezogenen Leistung sowie der Mittelwert der gezogenen Leistungspreise der Minutenreserve	195
Abbildung I.1:	Schematischer Aufbau und Prinzip der Alkalischen (links) und PEM-Elektrolyse (rechts) [355, S. 4903]	196
Abbildung I.2:	Umsatzerlöse (jeweils links) und operative Ergebnisse (jeweils rechts) ausgewählter Elektrolysehersteller im Jahr 2013 [in Anlehnung an 358]	198
Abbildung K.1:	Ausgewählte Unternehmen zur Eigenkapitalkostenberechnung, Umsatzerlösen und operativen Gewinnen	200
Abbildung L.1:	Vergleich der normierten Volllaststunden real nach [359] sowie nach Modell mit einer installierten Leistung von 40 GW	202
Abbildung L.2:	Energieoptimierter Ausbau nach Modell sowie real nach [359] mit linearem Ausbau um jährlich 2,5 GW ab dem Jahr 2014	203
Abbildung L.3:	Stromgestehungskosten der Windenergie an Land nach unterschiedlichen Studien [360]	205
Abbildung L.4:	Standort und Stromgestehungskosten (LCOE) von 101.161 WEA in Deutschland mit einem WACC von 8 % und 16 % Verlusten	206
Abbildung L.5:	Reale Standorte von 24762 WEA in 2014 (schwarz) sowie Standorte im Modell energieoptimiert (grün)	206
Abbildung L.6:	Schaufelraddiagramm der Stromgestehungskosten über der Änderung der Eingaben Volllaststunden, WACC, spezifische Investitionskosten und Betriebs- und Wartungskosten (O&M)	207
Abbildung L.7:	Stromgestehungskosten bei energieoptimiertem Ausbau nach Weibull-Parametern sowie durchschnittliche EEG-Vergütung im Jahr 2014 nach [362]	207
Abbildung L.8:	Potentieller Ausbau unter Berücksichtigung der Grenze der Stromgestehungskosten gleich der durchschnittlichen EEG Vergütung 2014 von 9,2 ct/kWh [362]	208
Abbildung L.9:	EEG Vergütung nach EEG 2012 und EEG 2014 in Abhängigkeit der Standortqualität	209
Abbildung L.10:	Standorte von 24.762 WEA in 2014 (schwarz – alle Bilder), der kostenoptimalen WEA (grün – oben links), der gewinnoptimalen WEA nach EEG 2012 (rot – oben links), nach maximaler EEG Vergütung nach EEG 2012 (blau – oben rechts, unten links) und EEG 2014 (rot – unten links) sowie nach der Standortqualität in 2006 (lila – unten rechts)	211

Abbildung L.11: Tatsächlicher Ausbau 1990-2013 und weiterer linearer jährlicher Zubau von 2,5 GW sowie Zubau nach der Standortqualität nach der Verteilung von [365, S. 19]	212
Abbildung L.12: Durchschnittliche Volllaststunden bei 97 GW installierter Leistung nach unterschiedlichen zu Grunde gelegten Ausbaue-Verfahren: nach Verteilung der Standortqualität aus [365, S. 19], linearer Fit des bisherigen Ausbau 1990 bis 2013 um jährlich 2,5 GW sowie energieoptimierter Ausbau. Energieoptimiert entspricht nahezu auch einem gewinn- und kostenoptimalen Ausbau	212
Abbildung L.13: Mögliche installierbare Leistung in unterschiedlichen Jahren sowie maximal Angaben der Studien Umweltbundesamt (UBA), Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU) und Bundesverband Erneuerbare Energie (BEE) / Agentur für Erneuerbare Energien (AEE) nach [366, S. 4]	213
Abbildung L.14: Szenarien zum Ausbau der installierten Leistung zur Stromerzeugung aus Windenergie in Deutschland bis 2050 [366, S. 4]	214
Abbildung L.15: Durchschnittliche Stromgestehungskosten (LCOE), Windenergie (links) und Standorte der Windenergieanlagen (rechts) bei einer installierten Leistung von 141 GW im Jahr 2046 nach energieoptimiertem Ausbau	215
Abbildung M.1: Stündliche Residuallast in den „Defizit-Bundesländer“ Rheinland-Pfalz, Baden-Württemberg und Nordrhein-Westfalen	216
Abbildung M.2: Auf die minimale negative Residualenergie normierte monatliche Residualenergien in den „Defizit-Bundesländer“ Nordrhein-Westfalen (8 TWh), Rheinland-Pfalz (2 TWh) und Baden-Württemberg (3 TWh)	217
Abbildung N.1: Exit-Entgelte nach zwei Gewichtungen: x^3 -Funktion (oben links) und x^4 -Funktion (oben rechts) sowie jeweils der Wasserstoffbedarf je Landkreis	218
Abbildung N.2: Entry-Entgelte nach zwei Gewichtungen: x^3 -Funktion (oben) und x^4 -Funktion (unten) sowie jeweils der Wasserstoffbedarf je Landkreis	219
Abbildung O.1: Histogramm der stündlichen Residuallasten der „Überschuss-Bundesländer“ Niedersachsen, Mecklenburg-Vorpommern und Schleswig-Holstein	220
Abbildung O.2: Histogramm der stündlichen Residuallasten der „Überschuss-Bundesländer“ nach 10.000 Iterationen einer Monte-Carlo-Simulation (Output) mittels einer Laplace- (links) und Beta-Verteilung (rechts)	221

Q Tabellenverzeichnis

Tabelle 1.1:	Quantitative Ziele der Erneuerbaren Energien [6, S. 11]	2
Tabelle 1.2:	Die vier Phasen der Transformation hin zu einem CO ₂ -neutralen Energiesystem, in Anlehnung an [10]	3
Tabelle 4.1:	Vergleich Shareholder- und Stakeholder Value Perspektive, in Anlehnung an [158, S. 7]	56
Tabelle 4.2:	Industriepartner der Clean Energy Partnership (rot) sowie der Clean Energy Partnership und der H ₂ -Mobility Initiative (schwarz) [175; 177]	60
Tabelle 5.1:	Korrekturfaktoren je Bundesland und ÜNB [57]	77
Tabelle 5.2:	Anlagenspezifische Daten nach Unternehmensangaben, eigenen Berechnungen und [236; 240]	82
Tabelle 5.3:	Nutzbare DWD Wetterstationen zur Windmodellierung	84
Tabelle 5.4:	Installierte Leistung [256], Strombereitstellung [26] und berechnete Volllaststunden im Jahr 2014 auf ÜNB-Ebene	89
Tabelle 5.5:	Netzverluste in %/km in Abhängigkeit der genutzten Spannungsebene [274]	97
Tabelle 6.1:	Gewichtungsoptionen im Modell der Pipelinekosten auf die Exit-Entgelte	138
Tabelle 6.2:	Inputwerte der Vor-Steuer-Wasserstoffkostenanalyse des aktualisierten Energiekonzeptes des IEK-3 aus Abbildung 6.30	143
Tabelle 7.1:	Inputwerte des DOI für Wirkungsgrade der Sensitivitätsanalyse einer PEM-Elektrolyse im Jahr 2025 [Daten aus 320, S. 6]	158
Tabelle 7.2:	Inputwerte für die Wahrscheinlichkeitsverteilungen der Monte-Carlo-Simulation zur Berechnung der Wasserstoffgestehungskosten	159
Tabelle 8.1:	Zuordnung der Studien für das Jahr 2050 zu entsprechenden Clustern, in Anlehnung an [324]	172
Tabelle E.1:	Wesentliche Produktmerkmale der drei Regelleistungsarten sowie der abschaltbaren Lasten in Deutschland [52, S. 22; 53, S. 14; 78]	192
Tabelle J.1:	Beteiligte Firmen und Institute von Projekten zum Thema Power-to-Gas in Deutschland, in Anlehnung an [179, S. 109-131]	199
Tabelle L.1:	Kennwerte nach statistischen Weibull-Parameter der Jahre 1981-2000 und der definierten Windjahre 2010-2013	201
Tabelle L.2:	Daten zur Berechnung der EEG-Vergütung nach EEG 2012 und EEG 2014	208

Tabelle L.3:	Parameter zur Bestimmung des Referenzertrages [365, S. 18]	209
--------------	--	-----

R Akronyme

EE	Erneuerbare Energien
FCV	Fuel Cell Vehicle (deutsch: Brennstoffzellenfahrzeug)
FEE	Fluktuierende erneuerbare Energien – PV und Wind –
GuD	Gas- und Dampfkraftwerke
HFP	Hydrogen and Fuel Cells Technology Platform
HHV	Higher heating value (deutsch: Brennwert)
HT	Hauptzeit
IEK-3	Institut für Energie und Klimaforschung: Elektrochemische Verfahrenstechnik
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LCOE	Levelized Cost of Electricity (deutsch: Stromgestehungskosten)
LHV	Lower heating value (deutsch: Heizwert)
Lkw	Lastkraftwagen
LMP	Locational Marginal Pricing
LP	Leistungspreis
MC	Marginal Cost (deutsch: Grenzkosten)
MCP	Market-Clearing-Price (deutsch: Markträumungspreis)
MOLS	Merit-Order-List-Server
NEG	Negativ
NIP	Nationales Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie
NOW	Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellen
NRV	Netzregelverbund
NT	Nebenzeit
PEM	Polymer-Elektrolyt-Membran
Pkw	Personenkraftwagen
POS	Positiv
PV	Photovoltaik
SNL	Schnell abschaltbare Last
SOL	Sofort abschaltbare Last
StromNZV	Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen
TRL	Technology Readiness Level
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VDE	Verband der Elektrotechnik und Elektronik
VKU	Verband kommunaler Unternehmen
WACC	Weighted Average Cost of Capital (deutsch: durchschnittlicher Kapitalkostensatz)
WEA	Windenergieanlage

S Literaturverzeichnis

- [1] Intergovernmental Panel on Climate Change; *CLIMATE CHANGE 2014 - Summary for Policymakers*. 2014.
- [2] UNITED NATIONS; *Report of the Conference of the Parties on its fifteenth session, held in Copenhagen from 7 to 19 December 2009*. 2009; Verfügbar unter: <http://unfccc.int/resource/docs/2009/cop15/eng/11a01.pdf> [Zugriff: 02.02.2015].
- [3] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit; *UN-Klimakonferenzen*. 2013; Verfügbar unter: <http://www.bmub.bund.de/themen/klima-energie/klimaschutz/internationale-klimapolitik/un-klimakonferenzen/ergebnisse-der-un-klimakonferenzen/> [Zugriff: 02.02.2015].
- [4] Die Bundesregierung; *Energiewende kommt voran*. 2012; Verfügbar unter: <http://www.bundesregierung.de/ContentArchiv/DE/Archiv17/Artikel/2012/06/2012-06-04-artikel-energiewende-langfassung.html> [Zugriff: 02.02.2015].
- [5] Umweltbundesamt; *Ziele der Energiewende*. 2014; Verfügbar unter: <http://www.umweltbundesamt.de/daten/energiebereitstellung-verbrauch/ziele-der-energiewende> [Zugriff: 02.02.2015].
- [6] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie; *Zweiter Monitoring-Bericht "Energie der Zukunft"*. 2014.
- [7] Kaltschmitt, M., Streicher, W., und Wiese, A.; *Erneuerbare Energien: Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte*, 2013: Springer Berlin Heidelberg.
- [8] Fraunhofer IWES und Stadtwerke Union Nordhessen; *Energiewende Nordhessen: Szenarien für den Umbau der Stromversorgung auf eine dezentrale und erneuerbare Erzeugungsstruktur*, 2013: GRIN Verlag.
- [9] Energiewirtschaftliche Tagesfragen; *Von der Stromwende zur Energiewende*. 64, 2014. **5**: p. 32-36.
- [10] ForschungsVerbund Erneuerbare Energien; *Phasen der Transformation des Energiesystems - Ein ganzheitlicher Blick auf alle Wandlungsketten und Verbrauchssektoren*. in *FVEE – Jahrestagung 2014: Forschung für die Energiewende – Phasenübergänge aktiv gestalten*. 2014.
- [11] Schiebahn, S., Grube, T., Robinius, M., Otto, A., Kumar, B., Weber, M., und Stolten, D., *Power to Gas*, in *Transition to Renewable Energy Systems*, D. Stolten and V. Scherer, Editors. 2013, Wiley-VCH. p. 813-849.
- [12] Krieg, D.; *Konzept und Kosten eines Pipelinesystems zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff*. Schriften des Forschungszentrums Jülich. Reihe Energie und Umwelt / energy and environment ; 144, 2012, Jülich: Forschungszentrum Jülich, Zentralbibliothek. 228 S.
- [13] Virtuelles Institut: Strom zu Gas und Wärme; *Flexibilitätsoptionen im integrierten Strom-, Gas- und Wärmesystem*. 2015.
- [14] Ockenfels, A.; *Marktdesign und Experimentelle Wirtschaftsforschung*, 2008, University of Cologne, Department of Economics.
- [15] Dubielzig, F. und Schaltegger, P.D.S.; *Sozio-Controlling im Unternehmen: Das Management erfolgsrelevanter sozial-gesellschaftlicher Themen in der Praxis*, 2009: Gabler Verlag.
- [16] Ströbele, W., Pfaffenberger, W., und Heuterkes, M.; *Energiewirtschaft: Einführung in Theorie und Politik*, 2012: Oldenbourg Wissenschaftsverlag.

- [17] Stolten, D., Emonts, B., Grube, T., und Weber, M., *Hydrogen as an Enabler for Renewable Energies*, in *Transition to Renewable Energy Systems*, D. Stolten and V. Scherer, Editors. 2013, Wiley-VCH. p. 195-216.
- [18] Pepels, W.; *Produkt- und Preismanagement im Firmenkundengeschäft*, 2006: Oldenbourg.
- [19] Bontrup, H.J. und Marquardt, R.M.; *Kritisches Handbuch der deutschen Elektrizitätswirtschaft*. 2010.
- [20] Wiesner, M.; *Der Stromgrosshandel in Deutschland: die Anwendung des Wertpapierhandelsgesetzes auf den deutschen Stromgrosshandel zur Stärkung der Marktintegrität*, 2010: Lang.
- [21] Europäischen Parlament und Rat; *Richtlinie 96/92/EG* 1996.
- [22] Monopolkommission; *Mehr Wettbewerb ist möglich: Hauptgutachten 1973/1975*, 1977.
- [23] Süßenbacher, W.; *Marktgestaltung unter Berücksichtigung der Besonderheiten der Elektrizitätswirtschaft* Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, 2012: Technische Universität Graz.
- [24] PriceWaterhouseCoopers; *Entflechtung und Regulierung in der deutschen Energiewirtschaft*. 2008. **2. Auflage**.
- [25] Monopolkommission; *Energie 2011: Wettbewerbsentwicklung mit Licht und Schatten*. 2011.
- [26] AG Energiebilanzen; *Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland*. 2014.
- [27] Graeber, D.R.; *Handel mit Strom aus erneuerbaren Energien*, 2014: Springer Fachmedien Wiesbaden, Wiesbaden.
- [28] Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt; *Monitoringbericht 2012*. 2013. **3. Auflage**.
- [29] WindEnergie, B.; *Der Strommarkt- Funktion, Akteure und Preisbildung*. Jahrbuch Windenergie, 2014.
- [30] EPEX SPOT; *Operational Rules*. 2014; Verfügbar unter: http://static.epexspot.com/document/27672/20140425_EPEX_SPOT_RR_DE_zip [Zugriff: 15.07.2014].
- [31] Pschick, A.W.; *Hedgingstrategien im Stromgroßhandel: Preis- und Kreditrisiken sicher im Griff*, 2014: disserta Verlag.
- [32] Leprich, U., Klann, U., Weber, A., und Zipp, A.; *Vermarktung von FEE-Anlagen in den bestehenden elektrizitätswirtschaftlichen Teilmärkten – ein sinnvolles Ziel?* 2013.
- [33] Energy Brainpool; *Zusammenhang von Strombörsenpreisen und Endkundenpreisen*. 2013.
- [34] Brand, M., Bokelmann, H., Klins, S., Leprich, U., Müller, T., Ringel, C., Klann, U., und Schweiger, A.; *Strom aus Erneuerbaren Energien im Kontext des aktuellen und künftigen nationalen und europäischen Energiewirtschaftsrechts* 2008.
- [35] Dieckmann, B.; *Engpassmanagement im Europäischen Strommarkt*, 2008.
- [36] Wend, A.; *Modellierung des deutschen Strommarktes unter Verwendung der Residuallast*. Master of Science RWTH Aachen 2014. Betreuer: M. Robinus
- [37] Umweltbundesamt; *CO₂-Emissionsminderung durch Ausbau, informationstechnische Vernetzung und Netzoptimierung von Anlagen dezentraler, fluktuierender und erneuerbarer Energienutzung in Deutschland*. 2011.

- [38] Heuck, K., Dettmann, K.D., und Schulz, D.; *Elektrische Energieversorgung: Erzeugung, Übertragung und Verteilung Elektrischer Energie Für Studium und Praxis*, 2010: Vieweg + Teubner.
- [39] Eva Hauser, Frank Baur, Florian Noll, und Wagener-Lohse, G.; *Beitrag der Bioenergie zur Energiewende*. 2012.
- [40] EWI; *Analyse der Ursachen für negative Strompreise am 3./4. Oktober 2009 und möglicher Abhilfemaßnahmen*. 2010.
- [41] Next-Kraftwerke; *Spotmarkt (EPEX SPOT)*. 2015; Verfügbar unter: <https://www.nextkraftwerke.de/wissen/strommarkt/spotmarkt-epex-spot> [Zugriff: 20.01.2015].
- [42] Buchholz, F., Scheidt, M., Baumhoff, T., und Lehnert, J.; *Intraday-Handel*. in *Regelenergiemarkt Strom*. 2013. Berlin.
- [43] Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt; *Monitoringbericht 2013*. 2014. **3. Auflage**.
- [44] Kasper, U.S.; *Modelle zur Unterstützung von Handelsentscheidungen an Märkten für Fahrplanenergie und Reserve*, 2013.
- [45] Ockenfels, A., Grimm, V., und Zoettl, G.; *Strommarktdesign Preisbildungsmechanismus im Auktionsverfahren für Stromstundenkontrakte an der EEX*. 2008.
- [46] EEX; *Info-Produkte*. 2014.
- [47] EPEX SPOT; *Day-ahead-Auktion mit Lieferung in den deutschen/österreichischen Regelzonen* 2015; Verfügbar unter: <http://www.epexspot.com/de/produkte/auktionshandel/deutschland-oesterreich> [Zugriff: 20.01.2015].
- [48] SPOT, E.; *EPEX Spot Note- Day Ahead Auction Parameters*. 2015.
- [49] Jansen, M., Richts, C., Gerhardt, N., Lenck, T., und Heddrich, M.-L.; *Strommarkt-Flexibilisierung*. 2015.
- [50] EPEX SPOT; *Price List*. 2015; Verfügbar unter: http://static.epexspot.com/document/29089/EPEXSPOT_Price_List_January_2015.pdf [Zugriff: 20.01.2015].
- [51] ENTSO-E; *Policy 1: Load-Frequency Control and Performance*. 2004.
- [52] Consentec; *Beschreibung von Regelleistungskonzepten und Regelleistungsmarkt*. 2014.
- [53] Götz, A. und Baumgart, B.; *Potentiale der Windenergie im Regelleistungsmarkt*. ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE TAGESFRAGEN, 2014. **4**.
- [54] Lienert, M.; *Leistungsvorhaltung auf Regelmärkten*. 2008.
- [55] Schwartz, J.; *Die Zulässigkeit der Erhebung von Baukostenzuschüssen nach nationalem und europäischem Energierecht*, 2013: Utz Verlag GmbH.
- [56] Netztransparenz; *EEG-Anlagenstammdaten*. 2014; Verfügbar unter: <http://www.netztransparenz.de/de/Anlagenstammdaten.htm> [Zugriff: 03.07.2014].
- [57] Felix ter Stein; *Regionale elektrische Lastmodellierung mittels Datenbank- und Geoinformationssystemen*. M.Sc. RWTH Aachen 2014. Betreuer: M. Robinius
- [58] r2b; *Funktionsfähigkeit EOM & Impact-Analyse Kapazitätsmechanismen*. 2014.
- [59] KASPER, U.; *ENTWICKLUNGEN AN DEN RESERVEMÄRKTEN IN DEUTSCHLAND UND EUROPA*. in *DESIRE-Abschlussworkshop*. 2014. Essen.
- [60] ÜNB; *Regelleistung*. 2014; [Zugriff: 07.07.2014].

- [61] Concontec; *Beschreibung von Regelleistungskonzepten und Regelleistungsmarkt*. 2014.
- [62] Kurth, M. und Greiner, F.; *Herausforderungen an die Kraftwerksleittechnik durch steigende dynamische Anforderungen an die Verfahrenstechnik*. VGB PowerTech, 2008.
- [63] VDE; *EE braucht flexible Kraftwerke- Szenarien bis 2020*. 2012.
- [64] Gobmaier, T.; *Messung der Netzfrequenz*. 2014; Verfügbar unter: <http://www.netzfrequenzmessung.de/info.htm> [Zugriff: 20.01.2015].
- [65] Netzbetreiber, V.d.; *Unterlagen zur Präqualifikation für die Erbringung von Primärregelung für die ÜNB 2003*; Verfügbar unter: [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/A2A0475F2FAE8F44C12578300047C92F/\\$file/Anhang_D1_PRL.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/A2A0475F2FAE8F44C12578300047C92F/$file/Anhang_D1_PRL.pdf) [Zugriff: 08.07.2014].
- [66] Regelleistung.net; *Ausschreibungsübersicht 2014*; Verfügbar unter: <https://www.regelleistung.net/ip/action/ausschreibung/public> [Zugriff: 09.07.2014].
- [67] Werner FRIEDL, Wilhelm SUESSENBACHER, und ENNSER, B.; *MARKTBASIERTE BESCHAFFUNG VON REGELRESERVE*. in *12. Symposium Energieinnovation*. 2012. Graz.
- [68] Tennet; *Start der gemeinsamen Beschaffung von Primärregelung in Deutschland, Österreich, Niederlande und Schweiz*. 2015; Verfügbar unter: <http://www.tennet.eu/de/news-presse/article/start-der-gemeinsamen-beschaffung-von-primarregelung-in-deutschland-oesterreich-niederlande.html> [Zugriff: 16.04.2015].
- [69] Al-Awaad, A.-R.K.; Beitrag von Windenergieanlagen zu den Systemdienstleistungen in Hoch- und Höchstspannungsnetzen. Dr. Ing. Bergischen Universität Wuppertal 2009. Betreuer: J. Verstege
- [70] Bundesverband WindEnergie; *Windenergie und Netzbau*. 2014.
- [71] Bundesnetzagentur; *BK6-10-098*, 2011.
- [72] Gerhard Weidhas (Telefonat); *TenneT*, 2014.
- [73] Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft; *Direktvermarktung und Bereitstellung von Regelleistung*, 2013.
- [74] Regelleistung.net.; *Präqualifizierte Anbieter*. 2014; Verfügbar unter: <https://www.regelleistung.net/ip/action/static/provider> [Zugriff: 20.01.2015].
- [75] Regelleistung.net; *Gemeinsame Ausschreibung Minutenreserveleistung*. 2014; Verfügbar unter: <https://www.regelleistung.net/ip/action/static/ausschreibungMrl> [Zugriff: 20.01.2015].
- [76] Zimmermann, U.; *Kaskadenkonzept aus Sicht von 50Hertz*. 2013.
- [77] Pilgram, T.; *Die Entwicklung von Angebot und Nachfrage auf dem Regelenergiemarkt 2013*; Verfügbar unter: http://www.effiziente-energiesysteme.de/fileadmin/user_upload/PDF-Dokumente/Veranstaltungen/Fachkonferenz_Entwicklung_der_M%C3%A4rkte/06_Pilgram_CLENS_v3.pdf [Zugriff: 20.01.2015].
- [78] Bundesanzeiger; *Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten*. 2012.
- [79] Regelleistung.net; *Abrufwerte der Abschaltbaren Lasten*. 2014; Verfügbar unter: <https://www.regelleistung.net/ip/action/static/ausschreibungAbLa> [Zugriff: 22.07.2014].

- [80] Consentec und r2b; *Voraussetzungen einer optimalen Integration erneuerbarer Energien in das Stromversorgungssystem*. 2010.
- [81] Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt; *Monitoringbericht 2014*. 2015.
- [82] Gabler Wirtschaftslexikon; *Hedging*. 2015.
- [83] Oppen, M.v.; *Stromspeicher: Rechtsrahmen und rechtlicher Optimierungsbedarf*. EnergieRecht, 2014. 1.
- [84] Bundesverband Neuer Energieanbieter; *Kapazitätsmarkt Rahmenbedingungen, Notwendigkeit und Eckpunkte einer Ausgestaltung*. 2011.
- [85] Tietjen, O.; *Kapazitätsmärkte- Hintergründe und Varianten mit Fokus auf einen emissionsarmen deutschen Strommarkt*. 2012.
- [86] Growitsch, C., Matthes, F.C., und Ziesing, H.-J.; *Clearing-Studie Kapazitätsmärkte*. 2013.
- [87] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie; *Grünbuch- Ein Strommarkt für die Energiewende*. 2015; Verfügbar unter: <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Strommarkt-der-Zukunft/gruenbuch.html> [Zugriff: 18.02.2015].
- [88] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie; *Ein Strommarkt für die Energiewende - Diskussionspapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Grünbuch)*. 2014.
- [89] Süßenbacher, W., Schwaiger, M., und Stigler, H.; *Kapazitätsmärkte und -mechanismen im internationalen Kontext*. 2011.
- [90] Beckers, T., Hoffrichter, A., und Hirschhausen, C.v.; *Internationale Erfahrungen mit Kapazitätsinstrumenten und Schlussfolgerungen für die deutsche Diskussion*. 2012.
- [91] Bucksteeg, M., Niesen, L., Himmes, P., Schober, D., Weber, C., Baumgart, B., Plöger, T., Willemsen, D., Nailis, D., Schuffelen, L., und Bittner, M.; *Marktdesign für zukunftsfähige Elektrizitätsmärkte unter besonderer Berücksichtigung der vermehrten Einspeisung von erneuerbaren Energien*. 2014; Verfügbar unter: https://www.ewl.wiwi.uni-due.de/fileadmin/fileupload/BWL-ENERGIE/Dokumente/DESIRE_Workshop14/141024_Endbericht_DESIRE_FINAL_Lang.pdf [Zugriff: 05.02.2015].
- [92] Meister, U.; *Keine Energiewende im Alleingang- Wie die Schweiz mit Ökostrom und Kapazitätsmärkten umgehen soll*. 2013.
- [93] Energy Brainpool; *Vergleichende Untersuchung aktueller Vorschläge für das Strommarktdesign mit Kapazitätsmechanismen*. 2013.
- [94] Next-Kraftwerke; *Dispatch & Redispatch*. 2014; Verfügbar unter: <https://www.nextkraftwerke.de/wissen/strommarkt/dispatch-redispatch> [Zugriff: 09.02.2015].
- [95] Benning, M.; *Congestion-Management: Anreize zum Ausbau von Netzengpässen im europäischen Strommarkt*, 2009: Salzwasser-Verlag.
- [96] Gottlob, H.W.; *Ein Überblick zu den Stromverteilernetzentgelten in Deutschland*. in 6. *Göttinger Tagung zu aktuellen Fragen zur Entwicklung der Energieversorgungsnetze*. 2014.
- [97] Böttcher, J.; *Stromleitungsnetze: Rechtliche und wirtschaftliche Aspekte*, 2014: De Gruyter.
- [98] Ehlers, N.; *Strommarktdesign angesichts des Ausbaus fluktuierender Stromerzeugung*. Technischen Universität Berlin 2011. Betreuer: G. Erdmann

- [99] Burstedde, B.; *Essays on the Economics of Congestion Management- Theory and Model-based Analysis for Central Western Europe*. Universität zu Köln 2012. Betreuer: F. Hoffler
- [100] Dietrich, K., Hennemeier, U., Hetzel, S., und Jeske, T.; *Nodal Pricing in the German Electricity Sector – A Welfare Economics Analysis, with Particular Reference to Implementing Offshore Wind Capacities*, 2005.
- [101] Eßer-Frey, A.; *Analyzing the regional long-term development of the German power system using a nodal pricing approach* 2012. Betreuer: W. Fichtner
- [102] Leuthold, F.U.; *Economic Engineering Modeling of Liberalized Electricity Markets: Approaches, Algorithms, and Applications in a European Context*. Dr. rer. pol. Technischen Universität Dresden 2010. Betreuer: C.v. Hirschhausen
- [103] Weigt, H.; *A Time-Variant Welfare Economic Analysis of a Nodal Pricing Mechanism in Germany*.
- [104] Breuer, C.K.; *Optimale Marktgebietszuschnitte und ihre Bewertung im europäischen Stromhandel* 2014.
- [105] Breuer, C. und Moser, A.; *Optimierte Marktgebietszuschnitte und ihre Bewertung im europäischen Stromhandel*. in *Internationale Energiewirtschaftstagung* 2015. Wien.
- [106] Hinz, F., Iglhaut, D., Frevel, T., und Möst, D.; *Abschätzung der Entwicklung der Netznutzungsentgelte in Deutschland*. 2014.
- [107] Schiebahn, S., Grube, T., Robinius, M., Tietze, V., Kumar, B., und Stolten, D.; *Power to gas: Technological overview, systems analysis and economic assessment for a case study in Germany*. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2015. **40**(12): p. 4285-4294.
- [108] GermanHy; *Woher kommt der Wasserstoff in Deutschland bis 2050?* 2009.
- [109] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.; *BDEW-Strompreisanalyse Juni 2014*. 2014.
- [110] Mineralölwirtschaftsverband e.V.; *Zusammensetzung des Verbraucherpreises für Dieselkraftstoff*. 2013; Verfügbar unter: <http://www.mwv.de/index.php/daten/statistikenpreise/?loc=2> [Zugriff: 02.10.2013].
- [111] Mineralölwirtschaftsverband e.V.; *Zusammensetzung des Verbraucherpreises für Superbenzin (95 Oktan, E5)*. 2013; Verfügbar unter: <http://www.mwv.de/index.php/daten/statistikenpreise/?loc=1> [Zugriff: 02.10.2013].
- [112] Destatis; *Statistik über das Steueraufkommen*. 2014; Verfügbar unter: <https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/GesellschaftStaat/OeffentlicheFinanzenSteuern/Steuern/Steuerhaushalt/Tabellen/KassenmaessigeSteuereinnahmen.html#Fussnote1> [Zugriff: 20.02.2015].
- [113] Netztransparenz; *EEG-Mengentestat 2013 auf Basis von WP-Bescheinigungen*. 2014; Verfügbar unter: https://www.netztransparenz.de/de/file/EEG_HoBA_2013_20140725.pdf [Zugriff: 20.02.2015].
- [114] ENTSO-E; *Consumption Data*. 2013; Verfügbar unter: <https://www.entsoe.eu/data/data-portal/consumption/> [Zugriff: 08.10.2013].
- [115] Bundesministerium der Finanzen; *Bundshaushalt 2013 - Haushaltsstelle 031 - Mineralölsteuer*. 2014; Verfügbar unter: <http://www.bundshaushalt-info.de/startseite/#/2013/soll/einnahmen/gruppe/031.html> [Zugriff: 20.02.2015].

- [116] Focus; *Staat profitiert von hohen Benzinpreisen*. 2012; Verfügbar unter: http://www.focus.de/politik/deutschland/steuereinnahmen-staat-profitiert-von-hohen-benzinpreisen_aid_718839.html [Zugriff: 20.02.2015].
- [117] Ecofys; *Der Spotmarktpreis als Index für eine dynamische EEG-Umlage*. 2014.
- [118] The Regulatory Assistance Project; *Netzentgelte in Deutschland: Herausforderungen und Handlungsoptionen. Studie im Auftrag von Agora Energiewende*. 2014.
- [119] ADVANCED MATERIALS & PROCESSES; *Global hydrogen appetite sees healthy growth*. 2014; Verfügbar unter: <http://www.asminternational.org/documents/10192/20564188/amp17208p04.pdf/e4c73dba-3d19-4677-a652-fb3e08b385aa> [Zugriff: 23.04.2015].
- [120] Hydrogenambassadors; *Actual Worldwide Hydrogen Production from* 2008; Verfügbar unter: <http://www.hydrogenambassadors.com/background/images/actual-hydrogen-production.pdf> [Zugriff: 23.04.2015].
- [121] Carbon Counts Company; *CCS Roadmap for Industry: High-purity CO2 sources*. 2010.
- [122] Hydrogenambassadors; *Consumption of Hydrogen by End Use* 2006; Verfügbar unter: <http://www.hydrogenambassadors.com/background/consumption-of-hydrogen-by-end-use.php> [Zugriff: 23.04.2015].
- [123] Fishedick, M., Görner, K., und Thomeczek, M.; *CO2: Abtrennung, Speicherung, Nutzung: Ganzheitliche Bewertung im Bereich von Energiewirtschaft und Industrie*, 2015: Springer Berlin Heidelberg.
- [124] Bernd Emonts, H.J., Detlef Stolten; *10 Jahre PHOEBUS-Projekt - System zur autarken Versorgung mit regenerativer Energie*. 2008.
- [125] Hentschel, J.; *Potenziale nachhaltiger Power-to-Gas Kraftstoffe aus Elektrizitätsüberschüssen im Jahr 2030*. 2014.
- [126] Lehmann, J. und Luschtinetz, T.; *Wasserstoff und Brennstoffzellen: Unterwegs mit dem saubersten Kraftstoff*, 2014: Springer Berlin Heidelberg.
- [127] Hoffmann, V.U.; *Wasserstoff — Energie mit Zukunft*, 2013: Vieweg+Teubner Verlag.
- [128] Yang, C. und Ogden, J.; *Determining the lowest-cost hydrogen delivery mode*. International Journal of Hydrogen Energy, 2007. **32**(2): p. 268-286.
- [129] Robinius, M., Küster, M., und Stolten, D.; *Power to Gas: Netzzugangsmodelle und Marktdesign in 13. Symposium Energieinnovation2014*: Graz.
- [130] Fraunhofer ISE; *WASSERSTOFF-INFRASTRUKTUR FÜR EINE NACHHALTIGE MOBILITÄT-Entwicklungsstand und Forschungsbedarf*-. 2013.
- [131] Seydel, P.; *Entwicklung und Bewertung einer langfristigen regionalen Strategie zum Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur - aus Basis der Modellverknüpfung eines Geografischen Informationssystems und eines Energiesystemmodells*. 2008.
- [132] Stolten, D. und Scherer, V.; *Transition to Renewable Energy Systems*, 2013: Wiley.
- [133] Planungsgruppe Energie und Technik GbR, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung, Institut für Energie und Umwelt e.V., und KBB Underground Technologies GmbH; *Integration von Wind-Wasserstoff-Systemen in das Energiesystem* 2014.
- [134] Tietze, V.; *Techno-ökonomischer Entwurf eines Wasserstoffversorgungssystems für den deutschen Straßenverkehr, bisher unveröffentlicht*, 2016.
- [135] Schumacher, T.; *Vertikale Integration im Erdgasmarkt: Eine industrieökonomische Betrachtung*, 2011: Gabler Verlag.

- [136] Joos, L.; *Praxis der Gasanwendungstechnik in Haushalt und Gewerbe*, 2002: Vulkan-Verlag.
- [137] Geitmann, S.; *Wasserstoff & Brennstoffzellen*, 2006: Books on Demand.
- [138] Wiener-Gasometer; *Stadtgas, Leuchtgas und Erdgas im Gaswerk*. Verfügbar unter: <http://www.wiener-gasometer.at/de/technik/gas> [Zugriff: 18.07.2013].
- [139] DVGW; *Technische Regel in Gasbeschaffenheit* 2008.
- [140] DVGW; *Entwicklung von modulaten Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz*. 2013.
- [141] Schilling, N.H. und Knapp, F.L.; *Handbuch für Steinkohlengas-Beleuchtung*, 1860: Oldenbourg.
- [142] Homann, K. und Hüning, R.; *Handbuch der Gas-Rohrleitungstechnik*, 1997: R. Oldenbourg Verlag.
- [143] Bayerl, G.; *Braunkohleveredelung im Niederlausitzer Revier. 50 Jahre Schwarze Pumpe*, 2009: Waxmann Verlag GmbH.
- [144] Mineralölwirtschaftsverband e.V.; *Mineralölversorgung mit Pipelines*. 2006.
- [145] Erdmann, G. und Zweifel, P.; *Energieökonomik: Theorie und Anwendungen*, 2008: Springer.
- [146] AG Energiebilanzen; *PRIMÄRENERGIEVERBRAUCH nach der Substitutionsmethode*. 1998; Verfügbar unter: <http://www.ag-energiebilanzen.de/viewpage.php?idpage=66> [Zugriff: 14.07.2015].
- [147] Wagner, U., Igelspacher, R., und Roth, H.; *Netzzugangsmodelle für Gas im Spannungsfeld von Technik und Handlungsflexibilität*. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 2004(9): p. 562-568.
- [148] Janssen, M.; *Entry-Exit-Modelle im Erdgastransport und ihre Weiterentwicklung in Deutschland*. Diplomarbeit Westfälische Wilhelms-Universität Münster 2006. Betreuer: W. Ströbele
- [149] Igelspacher, R. und Westner, G.; *Erdgastransportsysteme im internationalen Vergleich - Technik und Marktmodelle*. *energie wasser-praxis*, 2005. **6**: p. 30-34.
- [150] Heuterkes, M. und Janssen, M.; *Die Regulierung von Gas- und Strommärkten in Deutschland*. Westfälische Wilhelms-Universität Münster: Beiträge aus der angewandten Wirtschaftsforschung, 2008(29): p. 1-43.
- [151] Wagner, U. und Igelspacher, R.; *Grundlagen und Vergleich verschiedener Netzzugangsmodelle für Erdgas* *Energie wasser-praxis*, 2005. **2**: p. 18-22
- [152] Monopolkommission; *Strom und Gas 2007: Wettbewerbsdefizite und zögerliche Regulierung*. 2007.
- [153] EEX; *EEX: Rekordvolumen am Spotmarkt für Erdgas*. 2011; Verfügbar unter: <http://www.pressebox.de/inaktiv/european-energy-exchange-ag/EEX-Rekordvolumen-am-Spotmarkt-fuer-Erdgas/boxid/461208> [Zugriff: 25.02.2013].
- [154] Cerbe, G., Dehli, M., Kätelhön, J.E., Kleiber, T., Kuck, J., Lendt, B., und Mischner, J.; *Grundlagen der Gastechnik*. 7., vollständig aktualisierte Fassung ed, 2008.
- [155] Brühl, G. und Weissmüller, G.; *Gasnetzzugang: Ein Leitfaden zum Basismodell der Bundesnetzagentur* 2006: C.H. Beck.
- [156] Egger, A. und Skrzipek, M.; *Shareholder Value versus Stakeholder Value: Ein Vergleich des US-amerikanischen Raums mit Österreich*, 2015: Deutscher Universitätsverlag.

- [157] Sponheuer, B. und Kirchgeorg, P.D.M.; *Employer Branding als Bestandteil einer ganzheitlichen Markenführung*, 2010: Gabler Verlag.
- [158] Wall, F. und Schröder, R.W.; *Controlling zwischen Shareholder Value und Stakeholder Value: Neue Anforderungen, Konzepte und Instrumente*, 2009: De Gruyter.
- [159] Air Liquide; *Shareholders*. 2014; Verfügbar unter: <http://www.airliquide.com/en/shareholders.html> [Zugriff: 21.05.2015].
- [160] Whitmarsh, L., Jäger, J., Nykvist, B., Schade, W., Seydel, P., Strasser, S., Weaver, P.M., und Wietschel, M.; *Stakeholder Feedback on Matisse Sustainable Hydrogen Scope and Visions: Findings from the February 2006 Hydrogen Stakeholder Workshop*. 2007.
- [161] Die Fernleitungsnetzbetreiber; *Netzentwicklungsplan Gas 2015 - Konsultationsdokument*. 2015.
- [162] Schradin, P.D.H.R. und Altuntas, M.; *Deutsche Pensionsfonds: Eine empirische Analyse der Geschsstrategien und der Charakteristika von Pensionspln Eine empirische Analyse der Geschsstrategien und der Charakteristika von Pensionspln Eine empirische Analyse der Geschsstrategien und der Charakter*, 2011: Gabler Verlag.
- [163] Börsch-Supan, A., Gasche, M., und Ziegelmeyer, M.; *Auswirkungen der Finanzkrise auf die private Altersvorsorge*. 2009.
- [164] Statista; *Größte Staatsfonds weltweit nach der Höhe des verwalteten Vermögens (in Milliarden US-Dollar; Stand: Januar 2015)* 2015; Verfügbar unter: <http://de.statista.com/statistik/daten/studie/208474/umfrage/groesste-staatsfonds-weltweit-nach-der-hoehe-des-verwalteten-vermoegens/> [Zugriff: 03.03.2015].
- [165] statista; *Größte Versicherungen weltweit nach der Bilanzsumme im Jahr 2013 (in Milliarden US-Dollar)*. 2013; Verfügbar unter: <http://de.statista.com/statistik/daten/studie/169732/umfrage/groesste-versicherungen-weltweit-nach-bilanzsumme/> [Zugriff: 03.03.2015].
- [166] Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht; *Versicherer & Pensionsfonds*. 2015; Verfügbar unter: http://www.bafin.de/DE/Aufsicht/VersichererPensionsfonds/versichererpensionsfonds_node.html [Zugriff: 03.03.2015].
- [167] Statista; *Größte Pensionsfonds in Deutschland nach dem Vermögen ihrer Kapitalanlagen im Jahr 2013 (in Millionen Euro)* 2013; Verfügbar unter: <http://de.statista.com/statistik/daten/studie/246143/umfrage/groesste-pensionsfonds-in-deutschland-nach-vermoegen-der-kapitalanlagen/> [Zugriff: 03.03.2015].
- [168] Deutsche Bundesbank; *Makroökonomische Zeitreihen*. 2015; Verfügbar unter: http://www.bundesbank.de/Navigation/DE/Statistiken/Zeitreihen_Datenbanken/Makrooekonomische_Zeitreihen/makrooekonomische_zeitreihen_node.html [Zugriff: 06.03.2015].
- [169] Kleine, J., Schulz, T.C., und Krautbauer, M.; *Infrastrukturinvestments*, 2014: Springer Fachmedien Wiesbaden.
- [170] Piontek, J.; *Controlling*, 2005: Oldenbourg.
- [171] Stolten, D.; *Hydrogen Research within the Helmholtz Association -Status Report-*, 2009.
- [172] Fuel cells and Hydrogen Joint Undertaking; *Who we are*. 2014; Verfügbar unter: <http://www.fch-ju.eu/page/who-we-are> [Zugriff: 03.03.2015].

- [173] Töpler, J. und Lehmann, J.; *Wasserstoff und Brennstoffzelle: Technologien und Marktperspektiven*, 2014: Springer Berlin Heidelberg.
- [174] Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie; *Marktvorbereitung als Aufgabe*. 2015; Verfügbar unter: <http://www.now-gmbh.de/de/ueber-die-now/aufgabe.html> [Zugriff: 25.03.2015].
- [175] Clean Energy Partnership; *WER IST DIE CEP?* 2015; Verfügbar unter: <http://cleanenergypartnership.de/clean-energy-partnership/wer-ist-die-cep/> [Zugriff: 03.03.2015].
- [176] Clean Energy Partnership; *50 WASSERSTOFFTANKSTELLEN FÜR DEUTSCHLAND*. 2015; Verfügbar unter: http://cleanenergypartnership.de/fileadmin/Assets/06_h2-mediathek/_pdf-download/Tankstellen_Deutschland_de.pdf [Zugriff: 03.03.2015].
- [177] Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie; *Wasserstoffinfrastruktur H2Mobility*. 2015; Verfügbar unter: <http://www.now-gmbh.de/de/gesamtkonzepte/verkehr-und-energie/einfuehrung-neuer-antriebe/wasserstoffinfrastruktur-initiative-h2mobility.html> [Zugriff: 25.03.2015].
- [178] Robinius, M., Grube, T., und Stolten, D.; *Roadmaps for the Deployment of Hydrogen and Fuel Cell Technologies in Germany*, in *3rd International Conference on Energy Process Engineering* 2013: Frankfurt.
- [179] Bünger, U., Landinger, H., Pschorr-Schoberer, E., P. Schmidt, W.W., Jöhrens, J., Lambrecht, U., Naumann, K., und Lischke, A.; *Power-to-Gas (PtG) im Verkehr - Aktueller Stand und Entwicklungsperspektiven*. 2014.
- [180] Rühle, A.S.; *Wasserstoff und Wirtschaft: Investieren in eine saubere Zukunft*, 2005: Hydrogeit-Verlag.
- [181] Loderer, C. und Wälchli, U.; *Handbuch der Bewertung*. Band 2: Unternehmen, 2010.
- [182] Schierenbeck, H.; *Ertragsorientiertes Bankmanagement 1.: Grundlagen, Marktzinsmethode und Rentabilitäts-Controlling*, 2001: Gabler.
- [183] Metz, M.; *Controlling des Integrationsprozesses bei Mergers & Acquisitions*, 2013: Deutscher Universitätsverlag.
- [184] Geginat, J., Morath, B., Wittmann, R., und Knüsel, P.; *Kapitalkosten als strategisches Entscheidungskriterium*.
- [185] Braun, V.; *Ermittlung und Bewertung der Kapitalkosten einer Wasserstoffinfrastruktur*. Bachelor RHEINISCHE FACHHOCHSCHULE KÖLN 2014. Betreuer: M. Robinius
- [186] NERA Economic Consulting; *Die kalkulatorischen Eigenkapitalzinssätze für Gasnetze in Deutschland*. 2011.
- [187] E.ON SE; *Geschäftsbericht 2013*. 2014.
- [188] Deloitte; *E.ON AG - Bericht über die Prüfung im Rahmen der Umwandlung gemäß Artikel 37 Abs. 6 SE-VO*. 2011.
- [189] finanzen.net; *Aktueller Leitzins*. 2015; Verfügbar unter: <http://www.finanzen.net/leitzins/> [Zugriff: 03.03.2015].
- [190] Wildmann, L.; *Einführung in die Volkswirtschaftslehre, Mikroökonomie und Wettbewerbspolitik*, 2007: Bod Third Party Titles.
- [191] Holzapfel, N.; *Die Umstellung Des Gesamtkosten- Auf Das Umsatzkostenverfahren Nach Ias/Ifrs*, 2008: Salzwasser-Verlag.
- [192] Preißler, P.R.; *Betriebswirtschaftliche Kennzahlen: Formeln, Aussagekraft, Sollwerte, Ermittlungsintervalle*, 2008: Oldenbourg.

- [193] Lachnit, L.; *Bilanzanalyse: Grundlagen — Einzel- und Konzernabschlüsse — Internationale Abschlüsse — Unternehmensbeispiele*, 2013: Gabler Verlag.
- [194] Lachnit, L.; *Bilanzanalyse: Grundlagen - Einzel- und Konzernabschlüsse - Internationale Abschlüsse - Unternehmensbeispiele*, 2004: Gabler Verlag.
- [195] finanzen.net; *Royal Dutch Shell Aktie [WKN: / ISIN: ARDEUT112547]*. 2015; Verfügbar unter: http://www.finanzen.net/bilanz_guv/Royal_Dutch_Shell_2 [Zugriff: 04.03.2015].
- [196] Frese, A.; *Alternativer Autoantrieb: Zukunft aus der Zelle*. 2014; Verfügbar unter: <http://www.tagesspiegel.de/wirtschaft/alternativer-autoantrieb-zukunft-aus-der-zelle/10992450.html> [Zugriff: 04.03.2015].
- [197] Ball, M.; *Integration einer Wasserstoffwirtschaft in ein nationales Energiesystem am Beispiel Deutschlands: Optionen der Bereitstellung von Wasserstoff als Kraftstoff im Straßenverkehr bis zum Jahr 2030*, 2006: Universität, Karlsruhe.
- [198] Jentsch, M.; *Potenziale von Power-to-Gas Energiespeichern*. 2014.
- [199] Wietschel, M., Hasenauer, U., Vicens, N.J., Klobasa, M., und Seydel, P.; *Ein Vergleich unterschiedlicher Speichermedien für überschüssigen Windstrom*. Zeitschrift für Energiewirtschaft : ZfE, 2006. **30**(2): p. 103-114.
- [200] Die Bundesregierung; *Gesetz zur Demonstration und Anwendung von Technologien zur Abscheidung, zum Transport und zur dauerhaften Speicherung von Kohlendioxid vom 17. August 2012*. 2012.
- [201] Oehsen, A.v.; *Entwicklung und Anwendung einer Kraftwerks- und Speichereinsatzoptimierung für die Untersuchung von Energieversorgungszenarien mit hohem Anteil erneuerbarer Energien in Deutschland*. 2012.
- [202] Stolten, D., Schiebahn, S., Grube, T., und Robinius, M.; *Power to Gas*, in *3rd ICEPE – Transition to Renewable Energy Systems*2013: Frankfurt am Main.
- [203] MathWorks; *Database Toolbox - Exchange data with relational databases*. 2015; Verfügbar unter: <http://de.mathworks.com/products/database/> [Zugriff: 11.03.2015].
- [204] Projectsmart; *Monte Carlo Simulation in MS Excel*. 2008; Verfügbar unter: <https://www.projectsmart.co.uk/docs/monte-carlo-simulation.pdf> [Zugriff: 14.08.2015].
- [205] de Lange, N.; *Geoinformatik: in Theorie und Praxis*, 2006: Springer.
- [206] ENTSO-E; *Load and consumption data*. 2013; Verfügbar unter: https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/ce/Load_and_Consumption_Data.pdf [Zugriff: 29.01.2014].
- [207] TransnetBW; *Regelzonenlast*, 2013.
- [208] 50Hertz; *Eingetretene Regelzonenlast*, 2013.
- [209] Amprion; *Nachfrage in der Regelzone*. 2013; Verfügbar unter: <http://amprion.de/nachfrage-in-der-regelzone> [Zugriff: 29.01.2013].
- [210] Statistisches Bundesamt; *Gemeindeverzeichnis-Informationssystem (GV-ISys)*, 2011.
- [211] Statistische Ämter des Bundes und der Länder; *Bruttoinlandsprodukt/Bruttowertschöpfung - regionale Tiefe: Kreise und krfr. Städte*, 2013.
- [212] Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein; *Energiebilanz Schleswig-Holstein 2010*, 2012, Ministerium für Wirtschaft, Arbeit, Verkehr und Technologie des Landes Schleswig-Holstein.

- [213] Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein; *Energiebilanz Hamburg 2010, 2012*, Behörde für Stadtentwicklung und Umwelt der Freien und Hansestadt Hamburg
- [214] Landesbetrieb für Statistik und Kommunikationstechnologie Niedersachsen; *Niedersächsische Energie- und CO₂-Bilanzen 2010, 2013*.
- [215] Statistisches Landesamt Bremen; *Energiebilanzen Bremen 2010, 2013*.
- [216] Information und Technik Nordrhein-Westfalen; *Geschäftsbereich Statistik, Energiebilanz und CO₂-Bilanz in Nordrhein-Westfalen 2010, 2012*.
- [217] Hessisches Statistisches Landesamt; *Hessische Energiebilanz 2010 und CO₂-Bilanz 2010, 2013*.
- [218] Statistisches Landesamt Rheinland-Pfalz; *Energiebilanz und CO₂-Bilanz 2010, 2014*.
- [219] Statistisches Landesamt Baden-Württemberg; *Die Energiewirtschaft in Baden-Württemberg 2010, 2013*.
- [220] Bayerisches Landesamt für Statistik und Datenverarbeitung; *Energiebilanz 2010, 2012*.
- [221] Statistisches Amt Saarland; *Energiebilanz und CO₂-Bilanz des Saarlandes 2010 2013*.
- [222] Amt für Statistik Berlin-Brandenburg; *Statistischer Bericht -Energie- und CO₂-Bilanz in Berlin 2010, 2013*.
- [223] Amt für Statistik Berlin-Brandenburg; *Statistischer Bericht - Energie- und CO₂-Bilanz im Land Brandenburg 2010, 2013*.
- [224] Ministerium für Energie, Infrastruktur und Landesentwicklung des Landes Mecklenburg-Vorpommern; *Energie- und CO₂-Bericht 2011, 2013*.
- [225] Staatsministerium für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr (Freistaat Sachsen); *Energiebilanz 2010, 2012*.
- [226] Statistische Landesamt Sachsen-Anhalt; *Energiebilanz Sachsen-Anhalt 2010, 2013*.
- [227] Thüringer Landesamt für Statistik; *Energiebilanz Thüringen 2010, 2012*.
- [228] Robinius, M., ter Stein, F., Schiebahn, S., und Stolten, D.; *Lastmodellierung und -visualisierung mittels Geoinformationssystemen*. 13. Symposium Energieinnovation 2014 12.-14.2.2014; Verfügbar unter: http://portal.tugraz.at/portal/page/portal/Files/i4340/eninnov2014/files/lf/LF_Robinius_Lastmodellierung.pdf [Zugriff: 07.01.2015].
- [229] Agora Energiewende; *Agorameter-Dokumentation*. 2014; Verfügbar unter: http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/sonstiges/Hintergrunddokumentation_Agora-Meter.pdf [Zugriff: 23.03.2015].
- [230] Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. ; *Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2013*. 2014; Verfügbar unter: www.ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=ageb_jahresbericht2013_20140317.pdf [Zugriff: 20.03.2015].
- [231] Klobasa, M.; *Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz*. 2007.
- [232] Deutsche Windguard; *Status der Windenergie an Land in Deutschland*. 2015.
- [233] Robinius, M. und Stolten, D.; *Power-to-Gas: Quantifizierung lokaler Stromüberschüsse in Deutschland anhand unterschiedlicher Windenergie-Ausbaustufen*, in 9. Internationale Energiewirtschaftstagung 2015: Wien.

- [234] Wesselak, V.; *Regenerative Energietechnik*, 2013: Springer Berlin Heidelberg.
- [235] Stolten, D., Robinius, M., Grube, T., Tietze, V., Sebastian, S., und Luhr, S.; *The Potential Role of Hydrogen Technology for Future Mobility How Can this Improve Our Life?*, in *International Federation of Automotive Engineering Societies* 2014: Paris.
- [236] McKenna, R., Hollnaicher, S., und Fichtner, W.; *Cost-potential curves for onshore wind energy: A high-resolution analysis for Germany*. *Applied Energy*, 2014. **115**(0): p. 103-115.
- [237] Umweltbundesamt; *Potenzial der Windenergie an Land*, 2013.
- [238] Tarrés, H.C.; Determination of potential locations for wind turbines in Germany with Geospatial Information Systems. RWTH-Aachen 2014. Betreuer: M. Robinius
- [239] Deutscher Wetterdienst; *Winddaten für Deutschland*. 2014; Verfügbar unter: http://www.dwd.de/bvbw/appmanager/bvbw/dwdwwwDesktop?_nfpb=true&_pageLabel=_dwdwww_klima_umwelt_klimadaten_deutschland&_state=maximized&_windowLabel=T82002&T82002gsbDocumentPath=Navigation%252FOeffentlichkeit%252FKlima__Umwelt%252FKlimadaten%252FKlimatekostenfrei%252FKlimate_D_gebiete__wind__node.html%253F__nnn%253Dtrue [Zugriff: 07.01.2014].
- [240] Fördergesellschaft Windenergie und andere Erneuerbare Energien; *Veröffentlichung der Referenzerträge*. 2014; Verfügbar unter: http://www.windfgw.de/eeg_referenzertrag.htm [Zugriff: 07.01.2015].
- [241] Konstantin, P.; *Praxisbuch Energiewirtschaft: Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt*, 2013: Springer Berlin Heidelberg.
- [242] Heide, D., von Bremen, L., Greiner, M., Hoffmann, C., Speckmann, M., und Bofinger, S.; *Seasonal optimal mix of wind and solar power in a future, highly renewable Europe*. *Renewable Energy*, 2010. **35**(11): p. 2483-2489.
- [243] Bundesverband WindEnergie *Potenzial der Windenergienutzung an Land-Langfassung*, 2011.
- [244] IWES; *windenergie report Deutschland 2011*. 2012.
- [245] Wimmer, D., Heinemann, C., und Bauknecht, D.; *Die Auswirkung räumlich verteilter Windstromproduktion auf den Flexibilitätsbedarf im deutschen Stromsystem*. *ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE TAGESFRAGEN*, 2014. **64**(12): p. 32-35.
- [246] Wimmer, D.; *The Effect of Distributed Wind Production on the Necessary System Flexibility in Germany in the Year 2030*. Master Aalborg University 2014. Betreuer: S. Nielsen
- [247] Deutsche Windguard; *Status des Offshore-Windenergieausbaus in Deutschland* 2015.
- [248] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie; *Offshore im Aufwind - EEG-Reform sorgt für langfristige Planungssicherheit bei Windkraft auf See*. 2014; Verfügbar unter: <http://www.bmwi-energiewende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2014/27/Meldung/offshore-im-aufwind.html> [Zugriff: 10.03.2015].
- [249] FINO; *Forschungsplattformen in Nord- und Ostsee*. 2015; Verfügbar unter: <http://www.fino-offshore.de/de/> [Zugriff: 10.03.2015].
- [250] Fraunhofer IWES; *WINDENERGIE REPORT DEUTSCHLAND 2013*. 2014
- [251] Deutsche Energie-Agentur; *dena-Netzstudie II Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025*. 2010.

- [252] Terjung, L.; Residuallastmodellierung zur Analyse eines zonalen Strommarktmodells bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien. BSc RWTH-Aachen 2015. Betreuer: M. Robinus
- [253] Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrologie (Hrsg.); *Beilagenband 1 zum Planfeststellungsbeschluss Seekabelsysteme und Konverterplattform DoWin2 und DoWin beta*, 2013. p. S. 120.
- [254] Oswald, B.R. und Hofmann, L.; *Wirtschaftlichkeitsvergleich unterschiedlicher Übertragungstechniken im Höchstspannungsnetz anhand der 380-kV-Leitung Wahle-Mecklar*, 2010, Leibniz Universität Hannover. p. S. 22.
- [255] Brakelmann, H.; *Netzverstärkungs-Trassen zur Übertragung von Windenergie: Freileitung oder Kabel ?*, 2004: Rheinberg.
- [256] EnergyMap; *Die Daten der EnergyMap zum Download*. 2014; Verfügbar unter: <http://www.energymap.info/download.html> [Zugriff: 20.10.2014].
- [257] Bundesverband Solarwirtschaft e.V. (BSW-Solar); *Fakten zum Solarstrom in Baden-Württemberg*. 2013; Verfügbar unter: http://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/media/Grafiken/pdf/08-BSW-Aktuelle_Fakten_PV_BW.pdf [Zugriff: 12.06.2015].
- [258] Franco, C.S.M.; Estimation of the technical photovoltaic potential in Germany using Geospatial Information System. Diplom-Ingenieur RWTH-Aachen 2014. Betreuer: M. Robinus
- [259] Quaschnig, V.; *Systemtechnik einer klimaverträglichen Elektrizitätsversorgung in Deutschland für das 21. Jahrhundert*. 2000.
- [260] Fraunhofer IWES; *Vorstudie zur Integration großer Anteile Photovoltaik in die elektrische Energieversorgung*. 2011.
- [261] Lödl, M., Kerber, G., Witzmann, P.D.R., Hoffmann, D.C., und Metzger, D.M.; *Abschätzung des Photovoltaik-Potenzials auf Dachflächen in Deutschland*. 2010.
- [262] Bundesnetzagentur; *Kraftwerksliste 2013*.
- [263] Umweltbundesamt; *Wasserkraftnutzung in Deutschland*. 2012.
- [264] Öko-Institut e.V.; *Wie wirken Klimaschutzmaßnahmen?* 2015; Verfügbar unter: <http://www.oeko.de/forschung-beratung/themen/energie-und-klima/energiewirtschaftliche-modellierung/> [Zugriff: 21.05.2015].
- [265] 50Hertz Transmission GmbH; *Lastflüsse*, 2013.
- [266] Amprion GmbH; *Berechnung von regelblocküberschreitenden Übertragungskapazitäten zu internationalen Partnernetzen*, 2012. p. 8.
- [267] Amprion GmbH; *Grenzüberschreitende Lastflüsse*, 2013.
- [268] ENTSO-E; *Exchange Data*. 2014; Verfügbar unter: <https://www.entsoe.eu/data/data-portal/exchange/Pages/default.aspx> [Zugriff: 12.03.2015].
- [269] Nord Pool Spot; *Historical Market Data*. 2015; Verfügbar unter: <http://www.nordpoolspot.com/historical-market-data/> [Zugriff: 13.03.2015].
- [270] Tennet TSO GmbH; *Grenzüberschreitende Lastflüsse / abgestimmte Fahrpläne*. 2015; Verfügbar unter: <https://www.tennetso.de/site/Transparenz/veroeffentlichungen/netzkennzahlen/grenzueberschreitende-lastfluesse> [Zugriff: 11.03.2015].
- [271] TransnetBW GmbH; *Grenzüberschreitende Lastflüsse*. 2015; Verfügbar unter: <http://www.transnetbw.de/de/kennzahlen/lastdaten/grenzueberschreitende->

- lastfluesse?app=last&activeTab=table&auswahl=day&date=10.03.2015&view=3&selectMonatDownload=15 [Zugriff: 11.03.2015].
- [272] Übertragungsnetzbetreiber; *Netzentwicklungsplan Strom 2014 zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber*, 2014. p. 137.
- [273] European Energy Exchange AG; *Marktdaten Download - End-of-day Data, Delayed Data, Real-time Data*. Verfügbar unter: <https://www.eex.com/de/marktdaten/marktdaten-download> [Zugriff: 13.09.2014].
- [274] Stein, F.t.; Lokal und temporär aufgelöstes Strompreismodell in Deutschland. Master of Science RWTH-Aachen 2015. Betreuer: M. Robinius
- [275] BDEW; *Deutsches Stromnetz ist 1,8 Millionen Kilometer lang*. 2013; Verfügbar unter: <https://www.bdew.de/internet.nsf/id/20130412-pi-deutsches-stromnetz-ist-18-millionen-kilometer-lang-de> [Zugriff: 09.03.2015].
- [276] 50Hertz, Amprion, TenneT TSO, und TransnetBW; *Übersichtskarten des NEP2014, 2.Entwurf*. 2014; Verfügbar unter: http://www.netzentwicklungsplan.de/_NEP_file_transfer/NEP_2014_2_Entwurf_Uebersichtskarten.pdf [Zugriff: 12.11.2014].
- [277] Schubert, M.; *Mathematik für Informatiker: Ausführlich erklärt mit vielen Programmbeispielen und Aufgaben*, 2012: Vieweg+Teubner Verlag.
- [278] Zimmerman, R.D. und Murillo-Sanchez, C.E.; *Matpower 5.0 User's Manual*. 2014.
- [279] Handschin E, Mahlke D, Martin A, Rehtanz C, Waniek D, und Zelmer A *Kostenoptimierte Planung gekoppelter Strom-, Gas- und Wärmenetze*. Innovative Modellierung und Optimierung von Energiesystemen 2009: Rüdiger Schultz und Hermann-Josef Wagner.
- [280] Ehret, O.; *Nationale Initiativen für Wasserstoff als marktnahe Querschnittstechnologie*, in *DBI-Fachforum ENERGIESPEICHER – HYBRIDNETZE2012*: Berlin.
- [281] Bystry, T.; *H2MOBILITY - GERMANY*, in *H2Expo 2014*: Hamburg.
- [282] Colvenaer, B.D.; *Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking European Hydrogen Infrastructure Activities*, in *H2Expo2014*: Hamburg.
- [283] Höft, U.; *Lebenszykluskonzepte: Grundlage für das strategische Marketing- und Technologiemanagement*, 1992: Erich Schmidt.
- [284] Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur; *Verkehr in Zahlen 2014/2015*. 2015.
- [285] Fraunhofer ISI; *Markthochlaufszenerien für Elektrofahrzeuge - Langfassung*. 2014.
- [286] Kraftfahrt-Bundesamt; *Kraftfahrzeugbestand nach Kraftfahrzeugarten*. 2015.
- [287] Toyota; *Serien-Brennstoffzellenfahrzeug - Beste Effizienz am Markt*. 2015; Verfügbar unter: <http://www.toyota.de/news/details-2015-43.json> [Zugriff: 07.07.2015].
- [288] Keles, D., Wietschel, M., Möst, D., und Rentz, O.; *Market penetration of fuel cell vehicles – Analysis based on agent behaviour*. International Journal of Hydrogen Energy, 2008. **33**(16): p. 4444-4455.
- [289] Grüger, F.; Nachfrageorientierte Kapazitätsbestimmung einer Wasserstoffinfrastruktur für Deutschland. RWTH Aachen 2011. Betreuer: D. Krieg
- [290] KEMA Consulting GmbH; *Grundsätze der Entry-Exit-Tarifierung*, 2012, KEMA Consulting GmbH.
- [291] Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft e.V.; *Leitfaden "Entgelt-/Kostenwälzung"*. 2007; Verfügbar unter:

- [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/5C36785C802DDAEDC12578B20044C71A/\\$file/eitfaden-entgelt-kostenwaelzung-31082007.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/5C36785C802DDAEDC12578B20044C71A/$file/eitfaden-entgelt-kostenwaelzung-31082007.pdf) [Zugriff: 24.06.2015].
- [292] Forschungsradar; *Studienvergleich: Entwicklung der installierten Leistung zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien*. 2012.
- [293] Duden; *Überschuss, der* 2015.
- [294] Fraunhofer ISE; *STROMGESTEHUNGSKOSTEN ERNEUERBARE ENERGIEN*. 2013; Verfügbar unter: <http://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.pdf> [Zugriff: 07.01.2015].
- [295] Feck, T.; *Wasserstoff-Emissionen und ihre Auswirkungen auf den arktischen Ozonverlust: Risikoanalyse einer globalen Wasserstoffwirtschaft*, 2009: Forschungszentrum Jülich, Zentralbibliothek.
- [296] ADAC; *Kraftstoff-Preisvergleich Bundesländer*. 2015; Verfügbar unter: https://www.adac.de/infotestrat/adac-im-einsatz/motorwelt/benzinpreise_bundeslaender.aspx [Zugriff: 29.06.2015].
- [297] Stolten, D., Grube, T., und Mergel, J.; *Beitrag elektrochemischer Energietechnik zur Energiewende*. VDI- Berichte, 2012. **2183**.
- [298] Schiebahn, S., Grube, T., Robinius, M., Tietze, V., Kumar, B., und Stolten, D.; *Power to gas: Technological overview, systems analysis and economic assessment for a case study in Germany*. International Journal of Hydrogen Energy, (0).
- [299] Presse., S.; *Daimler baut früher Autos mit Brennstoffzellen*. 2011; Verfügbar unter: <http://www.swp.de/ulm/nachrichten/wirtschaft/Daimler-baut-frueher-Autos-mit-Brennstoffzellen;art4325,988215> [Zugriff: 21.07.2015].
- [300] Geitmann, S.; *Wasserstoff und Brennstoffzellen: Die Technik von morgen*, 2004: Books on Demand.
- [301] Geitmann, S.; *Energiewende 3.0: mit Wasserstoff und Brennstoffzellen*, 2012: Hydrogeit-Verlag.
- [302] National Renewable Energy Lab; *Hydrogen Station Cost Estimates - Comparing Hydrogen Station Cost Calculator Results with other Recent Estimates*. 2013.
- [303] Cottin, C. und Döhler, S.; *Risikoanalyse: Modellierung, Beurteilung und Management von Risiken mit Praxisbeispielen*, 2013: Springer Fachmedien Wiesbaden.
- [304] Schiborowski, J.; *Die Bestimmung von Value-at-Risk-Werten mit Hilfe der Monte-Carlo-Simulation*. 2009.
- [305] Theis, C. und Kernbichler, W.; *Grundlagen der Monte Carlo Methoden*. 2002.
- [306] Mun, J., *Chapter 6 - Real Options and Monte Carlo Simulation versus Traditional DCF Valuation in Layman's Terms*, in *Managing Enterprise Risk*, B.L. Karyl, et al., Editors. 2006, Elsevier Science Ltd: Oxford. p. 75-106.
- [307] Bünger, O.; *Die Monte Carlo Simulation*. 2008.
- [308] Christians, U.; *Risikoanalyse mittels Monte-Carlo-Simulationen - am Beispiel des Rol-Kennzahlenbaums für Banken*. 2003.
- [309] Mayrhofer, H.; *Risikoanalyse im Zuckerrübenanbau mit der Monte Carlo Simulation am Beispiel einer Mehrgefahrenversicherung*. 2011.
- [310] Ando, T.; *Bayesian Model Selection and Statistical Modeling*, 2010: CRC Press.
- [311] Bühner, M. und Küchenhoff, H.; *Das Rasch Modell: Modellprüfung und Informationskriterien*. 2009.

- [312] IEK-3 *IEK-3 Report 2013 - Langlebige Elektrochemische Verfahrenstechnik*, 2013: Forschungszentrum, Zentralbibliothek, Verlag.
- [313] Henning G. Langås; *RENEWABLE HYDROGEN PRODUCTION WITH NORWEGIAN ELECTROLYSER TECHNOLOGY*, in *Workshop «Hydrogen & Brennstoffzellen i maritim sektor»*2014: Bergen.
- [314] Antoni, J.; *Wege zur Wirtschaftlichkeit von Power to Gas Anlagen*. Wasser-Praxis, 2012. **12**.
- [315] Felgenhauer, M. und Hamacher, T.; *State-of-the-art of commercial electrolyzers and on-site hydrogen generation for logistic vehicles in South Carolina*. International Journal of Hydrogen Energy, 2015. **40**(5): p. 2084-2090.
- [316] Fuel cells and hydrogen Joint undertaking; *Development of Water Electrolysis in the European Union*. 2014.
- [317] Hahne, E.; *Technische Thermodynamik: Einführung und Anwendung*, 2004: Oldenbourg.
- [318] Mergel, B.P.u.J., *Elektrolyse-Verfahren*, in *Wasserstoff und Brennstoffzelle: Technologien und Marktperspektiven*, J. Töpler and J. Lehmann, Editors. 2014, Springer Berlin Heidelberg. p. 189-207.
- [319] Mergel, J., Carmo, M., und Fritz, D., *Status on Technologies for Hydrogen Production by Water Electrolysis*, in *Transition to Renewable Energy Systems*, D. Stolten and V. Scherer, Editors. 2013, Wiley.
- [320] DOE Hydrogen and Fuel Cells Program Record; *Hydrogen Production Cost From PEM Electrolysis*. 2014.
- [321] Bundesministerium der Finanzen; *AfA-Tabellen 2015*; Verfügbar unter: http://www.bundesfinanzministerium.de/Web/DE/Themen/Steuern/Weitere_Steuerthemen/Betriebspruefung/AfA_Tabellen/afa_tabellen.html [Zugriff: 01.06.2015].
- [322] Bundesministerium der Finanzen; *Ölmühlen und Margarineindustrie*. 1995; Verfügbar unter: http://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Standardartikel/Themen/Steuern/Weitere_Steuerthemen/Betriebspruefung/AfA-Tabellen/1995-07-01-afa-59.pdf?__blob=publicationFile&v=1 [Zugriff: 01.06.2015].
- [323] KPMG; *Afa-Tabelle für Hochschulen*. 2001; Verfügbar unter: http://agip.fh-hannover.de/fileadmin/institut/pdf/Afa_Tabelle_KPMG_Okt_2001-lang-vollstaendig.pdf [Zugriff: 01.06.2015].
- [324] Fraunhofer IWES und Fraunhofer UMSICHT; *Metastudie »Energiespeicher«*. 2014.
- [325] Fraunhofer IWES; *Geschäftsmodell Energiewende. Eine Antwort auf das "Die-Kosten-der-Energiewende"-Argument*. 2014.
- [326] ETG-Task Force Energiespeicherung; *Energiespeicher für die Energiewende. Speicherungsbedarf und Auswirkungen auf das Übertragungsnetz für Szenarien bis 2050. Studie der Energietechnischen Gesellschaft im VDE (ETG)*. 2012.
- [327] Fraunhofer ISE; *100 % erneuerbare Energien für Strom und Wärme in Deutschland*. 2012; Verfügbar unter: <http://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/studie-100-erneuerbare-energien-in-deutschland.pdf> [Zugriff: 08.12.2014].
- [328] Fraunhofer UMSICHT und Fraunhofer IOSB; *Modellbasierte, regional aufgelöste Analyse zum Bedarfs an netzgekoppelten elektrischen Energiespeichern zum Ausgleich fluktuierender Energien*. 2013.

- [329] SRU; *Wege zur 100 % erneuerbaren Stromversorgung. Sondergutachten*, 2011, Berlin: Erich Schmidt Verlag.
- [330] Umweltbundesamt; *Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen*, in *Vorabdruck für die Bundespressekonferenz am 7. Juli 2010* 2010.
- [331] Agora Energiewende; *Stromspeicher in der Energiewende. Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz*. 2014.
- [332] DLR, Fraunhofer IWES, und IfnE; *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global*. 2012.
- [333] EWI und energynautics; *Roadmap 2050 - a closer look. Cost-efficient RES-E penetration and the role of grid extensions. Final Report*. 2011.
- [334] Frontier Economics und swissQuant Group; *Bewertung von Pumpspeicherkraftwerken in der Schweiz im Rahmen der Energiestrategie 2050. Studie für das Bundesamt für Energie (BFE). Schlussbericht*. 2013.
- [335] Jentsch, M., Trost, T., und Sterner, M.; *Optimal Use of Power-to-Gas Energy Storage Systems in an 85% Renewable Energy Scenario*. *Energy Procedia*, 2014. **46**(0): p. 254-261.
- [336] Prognos AG, EWI, und GWS; *Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung. Projekt Nr. 12/10*. 2010.
- [337] ZSW; *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. Abschlussbericht*. 2014.
- [338] Bussar, C.M., Melchior, Alvarez, Ricardo; Wolf, Philipp; Thien, Tjark; Chen, Hengsi; *Optimal Allocation and Capacity of Energy Storage Systems in a Future European Power System with 100% Renewable Energy Generation*. *Energy Procedia*, 2014. **46**.
- [339] Czisch, G.; *Szenarien zur zukünftigen Stromversorgung. Kostenoptimierte Variationen zur Versorgung Europas und seiner Nachbarn mit Strom aus erneuerbaren Energien*, 2005.
- [340] DENA und IAEW; *Integration der erneuerbaren Energien in den deutsch-europäischen Strommarkt. (Integration EE)*. 2012.
- [341] Droste-Franke, B.; *Balancing renewable electricity. Energy storage, demand side management, and network extension from an interdisciplinary perspective*. *Ethics of science and technology assessment*, 2012, Berlin: Springer.
- [342] Fraunhofer ISI; *Tangible ways towards climate protection in the European Union (EU Long-term scenarios 2050)*. 2011.
- [343] Fraunhofer IWES, IAEW, und Stiftung Umweltenergierecht; *ROADMAP SPEICHER. Bestimmung des Speicherbedarfs in Deutschland im europäischen Kontext und Ableitung von technisch-ökonomischen sowie rechtlichen Handlungsempfehlungen für die Speicherförderung*. 2014.
- [344] Pleßmann, G.E., Matthias; Hlusiak, Markus; Breyer, Christian; *Global Energy Storage Demand for a 100% Renewable Electricity Supply*. *Energy Procedia*, 2014. **46**.
- [345] Schabram, J.W., P. E.; Linnemann, C.; Kraemer, C.; Moser, A.; Mercado, P. E.; *Planning the future European power system*. in *IEEE Grenoble PowerTech*. 2013. Grenoble, France.

- [346] Breuer, C.; *Identification of Potentials and Locations for Power-to-Gas in Germany*. in *International Renewable Energy Storage Conference*. 2011.
- [347] DLR, IFEU, Ludwig Bölkow Systemtechnik, und DBFZ; *Power-to-Gas (PtG) im Verkehr -Aktueller Stand und Entwicklungsperspektiven*. 2014.
- [348] Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH; *Analyse der Kosten Erneuerbarer Gase*. 2013; Verfügbar unter: http://www.lbst.de/download/2014/20131217_BEE-PST_LBST_Studie_EEGase.pdf [Zugriff: 06.07.2015].
- [349] Öko-Institut e.V. und prognos; *Modell Deutschland. Klimaschutz bis 2050: Vom Ziel her denken*, 2009: WWF.
- [350] PIK; *Abschlussbericht. Analyse des Klimaschutzpotentials der Nutzung von erneuerbarem Wasserstoff und Methan*. 2013; Verfügbar unter: http://www.dvgw-innovation.de/fileadmin/dvgw/angebote/forschung/innovation/pdf/g8_01_11.pdf [Zugriff: 07.07.2015].
- [351] Siemens; *FACTSHEET HGÜ*. 2011; Verfügbar unter: <http://www.siemens.com/press/pool/de/events/2011/energy/2011-09-mallorca/factsheet-hvdc-d.pdf> [Zugriff: 14.07.2015].
- [352] Leuschner, U.; *Kurzschluß: wie unsere Stromversorgung teurer und schlechter wurde; eine kritische Bilanz nach acht Jahren "Liberalisierung" der deutschen Energiewirtschaft*, 2007: Verlag-Haus Monsenstein und Vannerdat.
- [353] VDE; *Die Herausbildung erster lokaler und regionaler Netze (1880 - 1915)*. 2013; Verfügbar unter: <http://www.vde.com/de/fg/ETG/Arbeitsgebiete/Geschichte/Aktuelles/Seiten/Netze.aspx> [Zugriff: 14.07.2015].
- [354] Diekmann, B. und Rosenthal, E.; *Energie: Physikalische Grundlagen ihrer Erzeugung, Umwandlung und Nutzung*, 2014: Springer Fachmedien Wiesbaden.
- [355] Carmo, M., Fritz, D.L., Mergel, J., und Stolten, D.; *A comprehensive review on PEM water electrolysis*. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2013. **38**(12): p. 4901-4934.
- [356] Mergel, J., Carmo, M., und Fritz, D.; *Electrochemical Gas Production*.
- [357] NOW; *Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien*. 2011.
- [358] Raje, T.; *Modeling and analyses of an Electrolyser as an alternative to network expansion*. 2015. Betreuer: M. Robinius
- [359] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie; *Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland*. 2014.
- [360] Agentur für Erneuerbare Energien; *Studienvergleich: Stromgestehungskosten verschiedener Erzeugungstechnologien*. 2014.
- [361] Frontier economics; *International support for onshore wind*. 2013.
- [362] Statista; *Prognose zur durchschnittlichen EEG-Vergütung* von Onshore-Windenergieanlagen in den Jahren 2014 bis 2018 (in Euro-Cent pro Kilowattstunde)* 2014; Verfügbar unter: <http://de.statista.com/statistik/daten/studie/173266/umfrage/durchschnittliche-eeg-verguetung-von-wind-onshore-bis-2015/> [Zugriff: 27.11.2014].
- [363] *Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien* 2012; Verfügbar unter: http://www.bundesanzeiger-verlag.de/fileadmin/BIV-Portal/Dokumente/eeg_2012_bf.pdf [Zugriff: 28.11.2014].

- [364] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie; *Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien*. 2014; Verfügbar unter: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/G/gesetz-fuer-den-ausbau-erneuerbarer-energien,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> [Zugriff: 28.11.2014].
- [365] Agora Energiewende; *Vergütung von Windenergieanlagen an Land über das Referenzertragsmodell*. 2014; Verfügbar unter: http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Studien/Referenzertragsmodell_Wind/Studie_Referenzertragsmodell_Wind_WEB.pdf [Zugriff: 18.11.2014].
- [366] Agentur für Erneuerbare Energien; *Entwicklung der installierten Leistung zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien*. 2012.
- [367] Bundesregierung; *Ausbauziele der Bundesregierung für die Offshore-Windenergie-Anwort auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Uwe Beckmeyer, Sören Bartol, Martin Burkert, weiterer Abgeordneter und der Fraktion der SPD - Drucksache 17/13639*. 2013; Verfügbar unter: <http://dipbt.bundestag.de/dip21/btd/17/136/1713639.pdf> [Zugriff: 08.01.2015].
- [368] Offshore-windenergie.net; *Status Offshore-Windenergie*. 2014; Verfügbar unter: <http://www.offshore-windenergie.net/> [Zugriff: 08.01.2015].

Danksagung

Der größte Dank gebührt selbstverständlich meinem Institutsleiter, Betreuer und Doktorvater Herrn Univ.-Prof. Dr.-Ing. Detlef Stolten. Er ermöglichte es mir, an einem der spannendsten und für die Zukunft der Energiewende wohl wichtigsten Themenfeld zu arbeiten.

Herrn Univ.-Prof. Dr. rer. pol. Georg Erdmann gilt mein Dank für die Übernahme des Korreferats sowie für die Möglichkeit mich mit dem Fachgebiet Energiesysteme der TU Berlin bei einem Doktorandenseminar auszutauschen.

Herrn Univ.-Prof. Dr.-Ing. Dr. rer. pol. habil. Michael Lauster vom Fraunhofer-Institut für Naturwissenschaftlich-Technische Trendanalysen INT danke ich für die Übernahme des Prüfungsvorsitzes.

Weiterhin möchte ich mich insbesondere bei Herrn Dr.-Ing. Thomas Grube und Herrn Dr.-Ing. Sebastian Schiebahn für die zahlreichen Diskussionen bedanken. Bei Frau Vanessa Tietze bedanke ich mich für die Leidenschaft und Hilfe rund um Matlab. Bei meinem Bürokollegen Herrn Dr.-Ing. Sebastian Luhr bedanke ich mich für die tolle gemeinsame Zeit sowie ihm und Frau Andrea Vogelgesang für die Durchsicht des Textes.

Bedanken möchte ich mich auch bei den aktuellen und ehemaligen Kollegen der Abteilung VSA Frau Dr. Li Zhao, Herrn Dr. rer. nat. Alexander Otto, Herrn Prof. Dr.-Ing. Dennis Krieg, Herrn Dr.-Ing. Michael Weber und Herrn Bhunesh Kumar. Bei der Verwaltung danke ich Frau Susanne Klatt, Frau Anke Wagner und Frau Anne Schröder sowie Herrn Adrien Schwane für die Hilfe bei der Einreichung meiner Dissertation aus den USA.

Weiterhin bedanke ich mich bei allen Kooperationspartnern aus der Industrie für die Bereitstellung von Daten bzw. Fachwissen.

Alle Bachelor- und Masteranden haben auf die eine oder andere Weise diese Arbeit mit beeinflusst. Stellvertretend für alle möchte ich mich jedoch insbesondere bei Frau Helena Canet Tarrés, Frau Carola San Mateo Franco, Herrn Felix ter Stein, Herrn Andreas Wend und Herrn Lennart Terjung bedanken.

Weiterhin gilt mein Dank allen Doktoranden des IEK-3 für die spannenden Seminarpräsentationen sowie die unzähligen Spieleabende mit Frau Dr. Tabea Mandt, Herrn Dr. John McIntyre, Herrn Maximilian Engelbracht, Herrn Dr. Carsten Krupp, Herrn Geert Tjarks, Herrn Dr. Timm Bergholz, Herrn Dr. Johannes Keppner und Herrn Klaus Wedlich.

An dieser Stelle möchte ich mich weiterhin bei Herrn Mark Ruth sowie den Kollegen aus dem Strategic Energy Analysis Center des National Renewable Energy Laboratory für die angenehme Zeit im Rahmen meines Gastaufenthaltes bedanken.

Abschließend danke ich meiner Freundin und meiner Familie die mich auf dem ganzen Weg begleitet und unterstützt haben.

Meiner Mutter widme ich diese Arbeit.

Jülich, im Dezember 2015



Band / Volume 287

Using the anisotropy of electrical properties for the characterization of sedimentological structures and preferential flow processes

S. Al-Hazaimay (2015), xxii, 94 pp

ISBN: 978-3-95806-090-6

Band / Volume 288

Aktivitätsuntersuchungen und Methoden zur Regeneration von Katalysatoren für die autotherme Reformierung von Dieselmotorkraftstoffen

K. Löhken (2015), II, 147 pp

ISBN: 978-3-95806-093-7

Band / Volume 289

Large-Scale Three Dimensional Modelling of a Direct Methanol Fuel Cell Stack

J. W. McIntyre (2015), 138 pp

ISBN: 978-3-95806-094-4

Band / Volume 290

Abscheidung von Wärmedämmschichtsystemen mit dem Plasma Spray-Physical Vapor Deposition- (PS-PVD-) Prozess – Untersuchung des Prozesses und der hergestellten Schichten

S. Rezanka (2015), XII, 204 pp

ISBN: 978-3-95806-095-1

Band / Volume 291

Characterization & Modification of Copper and Iron Oxide Nanoparticles for Application as Absorber Material in Silicon based Thin Film Solar Cells

M. R. Nuys (2015), XII, 123 pp

ISBN: 978-3-95806-096-8

Band / Volume 292

Interpretation of L-band brightness temperatures of differently tilled bare soil plots

M. Dimitrov (2015), XIV, 116 pp

ISBN: 978-3-95806-098-2

Band / Volume 293

Atrazine in the environment 20 years after its ban: long-term monitoring of a shallow aquifer (in western Germany) and soil residue analysis

D. S. Vonberg (2015), 149 pp

ISBN: 978-3-95806-099-9

Band / Volume 294

**Yttria-Stabilized Zirconia / Gadolinium Zirconate Double-Layer
Plasma-Sprayed Thermal Barrier Coating Systems (TBCs)**

E. Bakan (2015), vi, 132 pp

ISBN: 978-3-95806-100-2

Band / Volume 295

Hydration and dehydration at the tropical tropopause

C. Schiller (2015), 72 pp

ISBN: 978-3-95806-101-9

Band / Volume 296

Influence of Impurities on the Fuel Retention in Fusion Reactors

M. Reinhart (2015), 140 pp

ISBN: 978-3-95806-105-7

Band / Volume 297

**The role of abiotic processes in the formation and
degradation of gaseous nitrogen compounds in the soil**

J. Heil (2015), XIV, 106 pp

ISBN: 978-3-95806-106-4

Band / Volume 298

**12th Carolus Magnus Summer School on
Plasma and Fusion Energy Physics**

edited by Kristel Crombé (2015), 468 pp

ISBN: 978-3-95806-107-1

Band / Volume 299

**Optical near-field investigations of photonic structures
for application in silicon-based thin-film solar cells**

A. M. Ermes (2015), vi, 157 pp

ISBN: 978-3-95806-108-8

Band / Volume 300

**Strom- und Gasmaktdesign zur Versorgung
des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff**

M. Robinus (2015), VI, 255 pp

ISBN: 978-3-95806-110-1

**Energie & Umwelt /
Energy & Environment
Band / Volume 300
ISBN 978-3-95806-110-1**

