



Dipl.-Ing. Andreas Schüppel

**Wertigkeit von Windkraft, Photovoltaik
und Spitzenlastkraftwerken
als Teil des gesamten Elektrizitätssystems**

DISSERTATION

zur Erlangung des akademischen Grades

Doktor der technischen Wissenschaften

eingereicht an der

Technischen Universität Graz

Betreuer

Univ.-Prof. Mag.rer.soc.oec. Dipl.-Ing. Dr.techn. Heinrich Stigler
Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation

Zweitbegutachter

Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Reinhard Haas
Technische Universität Wien, Energy Economics Group

Graz, im Mai 2014

EIDESSTATTLICHE ERKLÄRUNG

AFFIDAVIT

Ich erkläre an Eides statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen/Hilfsmittel nicht benutzt, und die den benutzten Quellen wörtlich und inhaltlich entnommenen Stellen als solche kenntlich gemacht habe. Das in TUGRAZonline hochgeladene Textdokument ist mit der vorliegenden Dissertation identisch.

I declare that I have authored this thesis independently, that I have not used other than the declared sources/resources, and that I have explicitly indicated all material which has been quoted either literally or by content from the sources used. The text document uploaded to TUGRAZonline is identical to the present doctoral dissertation.

Datum / Date

Unterschrift / Signature

Danksagung

Ich möchte mich bei all denen bedanken, die mich bei der Erstellung dieser Arbeit sowohl direkt, als auch indirekt unterstützt haben. An erster Stelle ist dies Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Mag. Dr. techn. Heinz Stigler, der die Bearbeitung der Themengebiete im Rahmen der Forschung am Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation überhaupt ermöglicht hat und meine Arbeit am Institut immer mit Fachdiskussionen, neuen alternativen Betrachtungsweisen und kritischem Hinterfragen bereichert hat. Für die Weitergabe seiner praktischen Erfahrungen sowie die Schulung der Fähigkeit, bei der tieferen Untersuchung spezieller Problemstellungen den Blick für die Gesamtheit nicht zu verlieren, möchte ich mich ebenfalls herzlich bedanken. Ein besonderer Dank gilt auch Herrn Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr. techn. Reinhard Haas für die Zweitbegutachtung und die wertvollen Anregungen zur Vollendung dieser Arbeit.

Für das freundschaftliche Arbeitsklima, den regelmäßigen fachlichen Austausch rund um alle Forschungsgebiete des Institutes und die ständige Hilfsbereitschaft möchte ich mich bei Daniel Hütter, Thomas Nacht, Gernot Nischler und Gerald Feichtinger herzlichst bedanken. Auch bei allen anderen Mitarbeitern und Vorgängern am Institut, auf deren Vorarbeiten ich aufbauen konnte und von denen ich während der gemeinsamen Jahre viel fundiertes Fachwissen erlernen durfte, möchte ich mich an dieser Stelle bedanken; insbesondere sind dies Christoph Gutschi, Christoph Huber, Wilhelm Süßenbacher und Udo Bachhiesl. Ein ganz besonderes Dankeschön ergeht an unsere „gute Seele“ am Institut, Frau Andrea Moser, die meinen und unseren Arbeitsalltag von der ersten Stunde an angenehmer, humorvoller und abwechslungsreicher werden ließ. Bei allen Diplomandinnen und Diplomanden, die ich im Rahmen meiner Lehrtätigkeit betreuen durfte, möchte ich mich ebenso herzlich bedanken.

Ein Dankeschön gebührt auch allen Freunden und Bekannten, die besonders in den letzten Zügen dieser Arbeit einige Entbehrungen hinnehmen mussten, für ihr Verständnis und den fortwährenden Ansporn. Mein größter Dank gilt aber meiner Familie, besonders meinen Eltern und meinem Bruder Stefan, aber ebenso allen anderen Familienangehörigen. Danke für die mir entgegengebrachte Unterstützung und den gebotenen Rückhalt!

***Diese Arbeit ist meiner Familie gewidmet,
insbesondere meinen Großeltern
Ing. Alexander und Lore Scholz.***

Kurzfassung

Im Zuge der Umgestaltung der Struktur des Elektrizitätssystems hin zu einer hohen Durchdringung von erneuerbaren Energieträgern steht der Sektor der Elektrizitätswirtschaft vor einer Vielzahl von Herausforderungen. In dieser Arbeit wird der zukünftige Ausbau von Wind und Photovoltaik anhand des Beispiels Deutschland auf ausgesuchte technische und wirtschaftliche Kriterien hin untersucht. Dazu werden Szenariosimulationen mit dem Modell ATLANTIS vorgenommen, mit Hilfe derer ein getrennter sowie ein gemeinsamer Zubau von Wind und PV mit einem Referenzfall ohne weiteren Zubau verglichen werden. Anhand weiterer Simulationen werden die Wertigkeit und Funktionsweise des Energy Only-Marktes und die Wertigkeit von Spitzenlastkraftwerken anhand von Opportunitätskosten des Neubaus ermittelt.

In Bezug auf das derzeitige Marktsystem zeigt die Arbeit, dass die Einführung des Energy Only-Marktes im besten Fall eine jährliche Wohlfahrtssteigerung von vier bis sechs Milliarden Euro bringt. Die Funktionsweise der Kraftwerkseinsatzoptimierung erfüllt das Marktsystem daher bestens, die Deckung der Fixkosten gelingt allerdings nicht zuverlässig und ist von einigen externen Faktoren wie z.B. Brennstoffpreisen abhängig.

Die Wertigkeit von Windkraft und Photovoltaik für das Gesamtsystem kann anhand des Aufwands für die Integration in das bestehende System und der entstehenden Gesamtsystemkosten gemessen werden. Sowohl im Hinblick auf die zeitliche Integration (Saisonalität), als auch im Hinblick auf die Gesamtsystemkostenentwicklung ist in Deutschland ein Ausbau von Windkraft dem alleinigen oder forcierten Ausbau von Photovoltaik vorzuziehen. Nur bei der Integration in das bestehende Stromnetz zeigt PV einen Vorteil gegenüber der Windkraft, da die Technologie aufgrund des höheren Potentials tendenziell im Süden zugebaut wird, und damit kein Nord-Süd-Transportbedarf wie bei Windkraft entsteht. Bei gleichzeitigem Ausbau kann die Photovoltaik die Netzintegration der Windkraft sogar geringfügig unterstützen.

Der Wert von Spitzenlastkraftwerken kann aufgrund der Abschätzung der Opportunitätskosten unter Einhaltung bestimmter Voraussetzungen wie einer maximalen jährlichen Auslastung und der Art des Kraftwerkstyps am Beispiel von drei Kraftwerken in Deutschland mit vier bis sieben Prozent der Wiedererrichtungskosten beziffert werden.

Aus den Ergebnissen der Arbeit kann allgemein abgeleitet werden, dass der Ausbau von Windkraft für Deutschland sinnvoller ist als der Ausbau von Photovoltaik in ähnlichem Ausmaß an installierter Leistung. Unter den getroffenen Annahmen zeigen die Simulationen auch, dass sich die Kostenstruktur des Elektrizitätssystems in jedem Ausbauszenario hin zu höheren Fixkosten und geringeren variablen Kosten verändert. Daraus kann man schließen, dass die Beibehaltung des derzeitigen Marktsystems in Zukunft nicht mehr ausreichend sein wird, um sowohl die erneuerbaren Energien ohne Förderungen wirtschaftlich zu betreiben, als auch notwendige thermische Kapazitäten im System zu halten.

Abstract

The transition to a higher share of renewable energy sources in the electricity sector leads to a multitude of challenges for the current electricity system. Within this thesis, the development of wind power and photovoltaics generation capacities in Germany is analysed based on the evaluation of technical and economic criteria. In order to derive those criteria, different scenarios with a separated and combined increase of wind and photovoltaics capacity are simulated using the model ATLANTIS. The results are compared to a reference scenario without additional wind and PV capacities. Furthermore, the value and functionality of the energy only market based on economic methods, as well as the value of peak load power plants based on opportunity costs are determined.

The results of this thesis show, that the current market system is able to gain an additional annual welfare of four to six billion Euro at the best. This result shows that the task of optimising the power plant dispatch is well fulfilled by the current market design. However, the market is not able to cover fixed costs with an adequate contribution margin due to external effects, e.g. fuel costs, which may influence this margin.

The value of wind power and photovoltaics within the overall electricity system can be derived from the effort which is necessary to integrate these generation technologies into the existing system, and the changes in total costs of electricity generation. Based on the evaluation of time dependencies (seasonality of energy yield from wind and PV) as well as the development of total generation costs, the conclusion can be drawn that wind power is the more suitable RES generation technology for Germany. However, when it comes to grid integration measures, PV shows better results due to a higher generation potential in Southern Germany, which leads to a higher degree of utilisation. Therefore, there is no need to transport electricity from Northern to Southern Germany as it is the case with wind power. A common expansion of wind power and photovoltaics even shows slight improvements of wind power integration into the electricity grid.

In this thesis, the value of existing peak load power plants is determined by evaluating the opportunity costs. Under certain circumstances, e.g. a maximum number of full load hours and the type of power plant, the value results with about four to seven percent of the costs of building a new power plant, evaluated by delaying the re-erection of three sample power plants in Germany using the ATLANTIS simulations.

In general, the findings of this work lead to the conclusion that an extension of wind power capacities should be preferred to an extension of photovoltaics to the same extent of installed capacity in Germany. Under the assumptions made in this thesis, the cost structure of electricity generation changes in any simulated scenario – fixed costs show an increase and variable costs will decrease in future. Due to this, it can be suggested that the current market design is inadequate to fulfil future requirements, e.g. operation of renewable energy technologies without subsidies or maintaining critical thermal generation capacities.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
1.1	Der Wertbegriff	2
1.1.1	Werte im Gesamtsystem der Elektrizitätswirtschaft	2
1.1.2	Differenzierung des Wertbegriffs	3
1.1.2.1	Historischer Anschaffungswert und Wiederbeschaffungswert	3
1.1.2.2	Ertragswerte	4
1.1.2.3	Der Buchwert.....	5
1.1.3	Volkswirtschaftliche und betriebswirtschaftliche Bewertung	5
1.2	Forschungsfragen und Aufbau der Arbeit	6
1.3	Ergänzende Anmerkungen zum Inhalt	8
2	Das Modell ATLANTIS	9
2.1	Einsatz des Modells im Rahmen dieser Arbeit	9
2.2	Allgemeine Kurzbeschreibung	10
2.3	Simulationsablauf im Modell.....	11
2.4	Die integrierten Markt- und Lastflussmodelle	12
2.4.1	Gesamtmarktmodell des integrierten Elektrizitätsbinnenmarktes	13
2.4.2	Zonenpreismodell mit Market Coupling und Redispatch	13
2.4.3	Zur Berücksichtigung der Netz- bzw. Systemsicherheit im Modell.....	15
2.5	Berücksichtigung dargebotsabhängiger Erzeugung	16
2.5.1	Die Angabe des Regelarbeitsvermögens einer Kraftwerkseinheit.....	16
2.5.2	Die monatliche Charakteristik der erneuerbaren Energien	17
2.5.3	RES-Periodenfaktoren.....	17
2.6	Neuentwicklung des betriebswirtschaftlichen Modellteils.....	18
2.6.1	Ziele der Überarbeitung und neue Funktionen	19
2.6.2	Grundlagen zu Bilanz und Gewinn- und Verlustrechnung	19
2.6.2.1	Gliederung und Aufbau der Bilanz.....	20
2.6.2.2	Gliederung der Gewinn- und Verlustrechnung	21
2.6.3	Bestandsaufnahme der bisherigen Realisierung in ATLANTIS	21
2.6.4	Vereinfachungen und Veränderungen anhand einer Beispielrechnung.....	25
2.6.4.1	Physikalische Annahmen und Ergebnisse der erklärenden Beispielrechnung	26
2.6.4.2	Das thermische Elektrizitätsunternehmen	28
2.6.4.3	Das Wasserkraftunternehmen	29
2.6.4.4	Das Windunternehmen	31
2.6.4.5	Das Startup-Unternehmen mit einer GuD-Anlage: durchgerechnetes Beispiel	32
2.6.4.6	Weitere beispielhafte Auswertungen zum überarbeiteten Modell	34
2.7	Grundannahmen zu den verwendeten Szenarien.....	36
2.7.1	Das Referenzszenario.....	36
2.7.2	Annahmen zum Ausbau von Wind in Deutschland.....	38
2.7.3	Annahmen zum Ausbau der Photovoltaik in Deutschland	39
2.7.4	Gemeinsamer Ausbau von Wind und Photovoltaik.....	41

3	Der Wert der Energy-Only-Strombörse.....	43
3.1	Literaturüberblick.....	45
3.2	Begriffsdefinitionen.....	47
3.3	Methodischer Ansatz zur Berechnung.....	48
3.4	Umsetzung der Methodik im Modell ATLANTIS.....	49
3.4.1	Berücksichtigung von geförderten Technologien und Speicherkraftwerken.....	49
3.4.2	Berücksichtigung von „Must Run“-Kapazitäten und Regelreserven.....	50
3.4.3	Vernachlässigung von Anfahrkosten und CO ₂ -Preisen.....	51
3.4.4	Abschätzung des Fehlbedarfs der Unternehmen.....	52
3.4.5	Berechnung der Produzentenrente unter Berücksichtigung des Netzes.....	53
3.5	Fallstudie Deutschland im kontinentaleuropäischen Kontext.....	55
3.5.1	Modelleingangsdaten für die Fallstudie.....	56
3.5.1.1	Modellierung der deutschen Elektrizitätsunternehmen.....	56
3.5.1.2	Modellierung und Zuordnung der Kraftwerke in Deutschland.....	57
3.5.1.3	Annahmen zum Verlauf der Brennstoffpreise.....	58
3.5.2	Ergebnisse der Fallstudie.....	59
3.5.2.1	Best Case unter Annahme einer Kupferplatte.....	59
3.5.2.2	Einfluss des Netzes auf die Wohlfahrt.....	62
3.5.2.3	Gegenüberstellung der Produzentenrente mit den zu deckenden Fixkosten.....	64
3.5.2.4	Sensitivitätsanalyse der Brennstoffpreisannahmen.....	65
3.5.3	Fazit der Fallstudie.....	67
4	Der Wert von Windkraft und Photovoltaik im Gesamtsystem	69
4.1	Allgemeiner Überblick zu Studien aus der Literatur.....	70
4.1.1	Beispiele besonderer Methoden zur Bewertung von Windkraftanlagen.....	71
4.1.2	Volkswirtschaftliche Studien.....	72
4.1.3	„Market Value“ und optimaler Anteil von Wind und PV im System.....	73
4.2	Aspekte für eine gesamtsystemische Betrachtung von Wind und PV.....	75
4.2.1	Technische Aspekte von Wind und PV im Kontext des Gesamtsystems.....	76
4.2.1.1	Zeitliche Abhängigkeit der Erzeugung.....	76
4.2.1.2	Ortsabhängigkeit der Erzeugung – Beispiel Deutschland.....	76
4.2.1.3	Der Beitrag von Windkraft und Photovoltaik zur Spitzenlastdeckung.....	77
4.2.1.4	Technische Rückwirkungen auf das bestehende System.....	78
4.2.2	Wirtschaftliche Aspekte von Wind und PV im Kontext des Gesamtsystems.....	80
4.2.2.1	Potential der Windenergie in Deutschland.....	80
4.2.2.2	Potential der Photovoltaik in Deutschland.....	81
4.2.2.3	Kosten des Ausbaus von Windenergie und Photovoltaik.....	82
4.2.2.4	Wirtschaftliche Rückwirkungen auf das Gesamtsystem.....	83
4.3	Bewertung des Zeitpunktes der Einspeisung anhand einer Korrelationsanalyse.....	84
4.3.1	Eingangsdaten für die Untersuchung.....	84
4.3.2	Methodische Vorgehensweise.....	85
4.3.3	Ergebnisse der Untersuchung.....	86
4.4	Modellrechnungen zum Ausbau von Wind- und PV in Deutschland.....	90
4.4.1	Methodische Vorgehensweise.....	91
4.4.2	Einteilung des deutschen Bundesgebietes in Windzonen.....	92

4.5	Bestimmung des RAV der angenommenen Szenariowindkraftanlagen	94
4.5.1	Ausgangslage und Datenverfügbarkeiten	94
4.5.2	Modellierung des RAV mit NASA-Daten	96
4.5.3	Modellierung des RAV mit Daten des DWD	97
4.5.4	Vergleich der Ergebnisse und Methodenkritik	99
4.6	Bestimmung des RAV der Szenario-Photovoltaikanlagen	102
4.7	Simulationsergebnisse	105
4.7.1	Reduktion thermischer Erzeugungskapazitäten	105
4.7.2	Erzielte Reduktion der CO ₂ -Emissionen	105
4.7.3	Notwendigkeit des Einsatzes von negativem Redispatch	108
4.7.4	Wirtschaftliche Untersuchungen	111
4.7.4.1	Verlauf der simulierten fixen Kosten der Erzeugung	111
4.7.4.2	Verlauf der simulierten variablen Kosten der Erzeugung	111
4.7.4.3	Verlauf der simulierten spezifischen Produktionskosten	113
4.7.4.4	Verlauf der simulierten jährlichen Stromgestehungskosten	114
4.7.4.5	Aufschlüsselung der Kostenkomponenten im Wind- und PV-Ausbauszenario	115
4.7.4.6	Aufschlüsselung der Kostenkomponenten bei Zubaustopp 2020	117
4.7.4.7	Räumliche Verteilung der Stromgestehungskosten bei ausschließlichem Zubau von Wind und Photovoltaik	119
4.7.5	Wertreduktion der Windkraft durch Redispatch	120
4.7.6	Verzögerung des Zubaus thermischer Einheiten	123
4.8	Schlussfolgerungen zur Wertigkeit von Wind und PV	123
4.9	Exkurs: Zur Förderung von RES und CO ₂ -Emissionszertifikaten	125
4.9.1	CO ₂ -Emissionen in der Merit Order	127
4.9.2	Gleichzeitiger Einfluss von CO ₂ -Preis und RES auf die Angebotskurve	128
5	Anwendung der Kapitalstocktheorie auf die Elektrizitätswirtschaft	131
5.1	Arten des Kapitalstocks	133
5.1.1	Nettokapitalstock	134
5.2	Untersuchung des Kapitalstocks mit ATLANTIS	135
5.2.1	Vergleich zwischen betriebswirtschaftlicher und volkswirtschaftlicher Bewertung des Kapitalstocks der Elektrizitätswirtschaft	136
5.2.2	Verlauf des Kapitalstocks in den simulierten Szenarien	137
5.2.3	Ermittlung der Kapitalproduktivität der Elektrizitätswirtschaft	139
5.3	Fazit der Kapitalstockbetrachtung	142
6	Bewertung von Spitzenlastkraftwerken	143
6.1	Die Lebensabschnitte eines thermischen Kraftwerks	143
6.2	Die Zukunft konventioneller Erzeugung	144
6.3	Bisherige Studien zu Bewertungsmethoden von SLKW	145
6.4	Methodische Vorgehensweise	146
6.4.1	Bestimmung der Volllaststundengrenze	147
6.4.2	Auswahl der Modellkraftwerke für eine Laufzeitverlängerung	150

6.5	Abschätzung der Kostenersparnis durch die Laufzeitverlängerung.....	150
6.6	Ergebnisse und Schlussfolgerungen	152
7	Zusammenfassung und Schlussfolgerungen	155
8	Anhang	159
8.1	Tabellen	159
8.1.1	Verwendete Sektoren aus der CPA (Abbildung 88)	159
8.2	Abbildungen	159
8.2.1	Grafiken zur Entwicklung des Kraftwerksparks der einzelnen Szenarien	159
8.2.1.1	Referenzszenario „Konstanter Kraftwerkspark 2011“	159
8.2.1.2	Windausbau I und II.....	160
8.2.1.3	Windausbau ohne Redispatch	161
8.2.1.4	Photovoltaikausbau I und II.....	161
8.2.1.5	Gemeinsamer Ausbau	162
8.2.2	Diagramme zur Sensitivitätsanalyse der Wohlfahrt an der Strombörse	163
8.2.3	Annahmen zu Lernkurvenparametern der Windkraft und PV	164
8.2.4	Verläufe der wirtschaftlichen Größen für die Wertigkeit von Wind und PV	165
8.2.4.1	Verlauf der absoluten Fixkosten.....	165
8.2.4.2	Verlauf der absoluten variablen Kosten	166
8.2.4.3	Verlauf der jährlichen absoluten spezifischen Produktionskosten	166
8.2.4.4	Verlauf der jährlichen absoluten Stromgestehungskosten	167
9	Abkürzungsverzeichnis.....	168
10	Abbildungsverzeichnis	170
11	Tabellenverzeichnis	174
12	Literaturverzeichnis.....	174

1 Einleitung

Das Elektrizitätssystem und die Elektrizitätswirtschaft in Europa sehen sich mit einem Strukturbruch konfrontiert, der allgemein als „Energiewende“ bezeichnet wird. Bereits vor einigen Jahren wurde eine wesentliche strukturelle Änderung des Systems durchgeführt, indem ein freier Markt für Elektrizität implementiert wurde. Zu dieser Zeit konnte jedoch noch nicht abgesehen werden, welche enorme Entwicklung die erneuerbaren Energien bis zum heutigen Zeitpunkt machen würden.

Die Energiewende steht für eine Wandlung des Elektrizitätssystems – weg von Kernenergie und fossilen Energieträgern, hin zu erneuerbaren Energieformen wie Wind, Photovoltaik, und der bereits seit Jahrzehnten zur Stromerzeugung eingesetzten Wasserkraft. Dabei müssen Entscheidungen getroffen werden, wie weit und in welche Richtung sich das Gesamtsystem entwickeln soll.

Die Aufgabe der Wissenschaft ist es, für diesen Entscheidungsprozess Kriterien aufzuzeigen, nicht jedoch die Entscheidungen zu treffen. Daher ist es auch nicht das Ziel dieser Arbeit, eine Entscheidung zu treffen, ob Wind oder PV in Zukunft ausgebaut werden soll oder nicht. Sie soll aber einen Beitrag dazu leisten, in dem weitere, teilweise neue Gesichtspunkte und Entscheidungskriterien dargestellt und am Beispiel Deutschland diskutiert werden. Unter Verwendung des Simulationsmodells ATLANTIS können auch bestehende Kriterien unter anderen Voraussetzungen mit dem detaillierteren Modellwerkzeug untersucht werden, wie im Zuge der nächsten Abschnitte gezeigt wird.

Die zentrale Fragestellung dieser Arbeit ist die Ermittlung einer Wertigkeit für Windkraft, Photovoltaik und Spitzenlastkraftwerke mit dem Hintergrund einer gesamtsystemischen Bewertung. Am Beispiel Deutschland wird in der Arbeit gezeigt, wie ein Ausbau der Technologien Windkraft und PV auf das System wirkt und welche Folgen ein solcher Ausbau hat. Der Fokus liegt dabei auf einer wirtschaftlichen Untersuchung unter Berücksichtigung technischer Eigenschaften und Einschränkungen des Elektrizitätssystems. Für diese kombinierte technisch-wirtschaftliche Betrachtung wird das Simulationsmodell ATLANTIS an verschiedenen Stellen der Arbeit eingesetzt, wie in Kapitel 2 detaillierter gezeigt wird.

Der Ausbau von Windkraft und Photovoltaik als fluktuierende Einspeiser mit niedrigen Grenzkosten stellt das bisherige Elektrizitätssystem vor neue Herausforderungen. Aus diesem Grund wird in der vorliegenden Arbeit auch die Funktionsweise des derzeitigen Marktsystems analysiert und in weiterer Folge untersucht, welcher Wert der Strombörse als Tauschmöglichkeit von Kraftwerkskapazitäten im Gesamtsystem zukommt. Der Einsatz von flexiblen Spitzenlastkraftwerken wird in zukünftigen Elektrizitätssystemen mit hoher Durchdringung fluktuierender Einspeiser immer wichtiger. Aus diesem Grund wird die Wertigkeit von alten, abgeschriebenen Spitzenlasteinheiten, die diese Flexibilitätskriterien erfüllen, anhand eines Opportunitätskostenansatzes analysiert.

Da sich die vorliegende Arbeit mit der Wertigkeit verschiedener Komponenten des Elektrizitätssystems auseinandersetzt, muss zunächst der Begriff „Wert“, sowie verschiedene, von diesem Begriff abgeleitete Unterbegriffe definiert werden.

1.1 Der Wertbegriff

Der Begriff „Wert“ weist in der deutschen Sprache eine große Bandbreite an Bedeutungen auf. Diese reichen von dem eher *technischen Wertbegriff*, also die Darstellung eines Ergebnisses (beispielsweise einer Messung) als Zahlenwert, über die Verwendung als Sammelbegriff für wertvolle Dinge eines *Besitzes* hin zu dem wohl häufigsten Gebrauch des Begriffes: „...*einer Sache innewohnende Qualität, aufgrund deren sie in gewissem Maße begehrenswert ist [und sich verkaufen, vermarkten lässt]*“ (Duden, 2014).

1.1.1 Werte im Gesamtsystem der Elektrizitätswirtschaft

Die vorliegende Arbeit befasst sich mit dieser letzten Bedeutung des Wertbegriffes, der sich in viele weitere, spezielle Wertbegriffe unterteilen lässt. Dabei wird versucht, die *Bewertung* der einzelnen betrachteten Aspekte im Kontext des Gesamtsystems zu sehen. Dies ist in der Elektrizitätswirtschaft besonders wichtig, da aufgrund der engen physikalischen Bindung¹ aller Akteure im System jedes Systemelement durch das Handeln jedes anderen Elementes beeinflusst wird (*Gesamtsystemgebundenheit*). Dabei reiht sich zum allgemein gebräuchlichen *monetären* Wert auch noch ein *ideeller* Wert ein, denn oft stecken in aus wirtschaftlicher Sicht „wertlosen“ (abgeschriebenen oder nicht mehr handelbaren) Objekten noch Qualitäten, die einen Wert für das System besitzen. Ein gutes Beispiel dafür sind die *systemrelevanten* Kraftwerke in Deutschland, die für die Eigentümer-Unternehmen keinen Wert mehr besitzen und geschlossen werden sollten, aber aus *gesamtsystemischer Sicht* für den sicheren Betrieb des Elektrizitätssystems noch eine wichtige Rolle spielen und daher einen so hohen Wert besitzen, dass diese Kraftwerke „künstlich“ per Gesetz am Netz gehalten werden (*Stilllegungsverbot* gemäß § 13a EnWG).

Im Sinne der Wirtschaftlichkeit einer Unternehmung ist es die Aufgabe oder das Ziel, mit den eingesetzten Werten zu *haushalten*, diese zu erhalten und bestenfalls auch zu steigern. Diese Unternehmung kann nun ein einzelnes Elektrizitätsunternehmen sein, so dass die Wertbetrachtung mit betriebswirtschaftlichen Methoden vorgenommen werden muss. Andererseits kann die Unternehmung auch eine gesamte Volkswirtschaft darstellen, deren Infrastruktur zur Versorgung mit elektrischer Energie – unabhängig vom betreibenden Unternehmen – ebenfalls ein Wert zugeschrieben werden kann. Diese Bewertung soll sinngemäß mit Methoden der Volkswirtschaftslehre erfolgen.

¹ Die erzeugte elektrische Leistung muss zu jedem Zeitpunkt gleich dem nachgefragten Verbrauch sein; der Transport elektrischer Energie ist leitungsgebunden, und elektrische Energie ist in großen Mengen nur eingeschränkt und nicht kostengünstig speicherbar.

In langlebigen Branchen, zu denen auch die Elektrizitätswirtschaft zählt, spielen der Zeitpunkt der Wertbestimmung und vor allem auch der Wert des betrachteten Objektes im Zeitverlauf eine große Rolle. In diesem Punkt gehen auch die volkswirtschaftliche und die betriebswirtschaftliche Herangehensweise auseinander. In Österreich sind beispielsweise Anschaffungs- oder Herstellungskosten von Wirtschaftsgütern, „*deren Verwendung oder Nutzung durch den Steuerpflichtigen zur Erzielung von Einkünften sich erfahrungsgemäß auf einen Zeitraum von mehr als einem Jahr erstreckt*“, gemäß §7 EStG über die „*betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer*“ gleichmäßig verteilt abzuschreiben. Dieser betriebswirtschaftliche Ansatz entspricht dem Anschaffungswertprinzip mit linearer Abschreibung. Im Gegensatz dazu ist die volkswirtschaftliche Herangehensweise sowohl in Österreich als auch in Deutschland dahingehend anders, dass sie nicht die Anschaffungswerte in die Vermögensbilanz einfließen lässt, sondern die Wiederbeschaffungswerte, siehe dazu z.B. (statistik.at, 2009 S. 17) und (Schmalwasser, et al., 2012 S. 934).

1.1.2 Differenzierung des Wertbegriffs

Insbesondere bei der betriebswirtschaftlichen Betrachtung von Werten gibt es eine Vielzahl unterschiedlicher Abstufungen des Wertbegriffs mit ebenso unterschiedlicher Bedeutung. In diesem Unterabschnitt werden die für diese Arbeit wichtigen Begriffe aufgelistet und definiert.

Professor Röttinger unterschied in seiner Arbeit über die Bewertung der Wasserkraft im Vergleich zu anderen Antriebskräften bereits Anfang des 20. Jahrhunderts verschiedene *Realwertbegriffe* in Kostenwerte, Ertragswerte, Buch- und Grundwerte. In die erste Kategorie fallen die folgend beschriebenen historischen Anschaffungswerte, Wiederbeschaffungs- und Zeitwerte. In die Kategorie der Ertragswerte im weiteren Sinne ordnet Röttinger den Ertragswert i.e.S. sowie den Handelswert ein. Schließlich bleibt der Buchwert zu definieren, der für diese Arbeit ebenso Bedeutung hat. (Röttinger, 1908 S. 75)

Diese Unterteilung nach Röttinger dient der Differenzierung des Wertbegriffes, die in diesem Abschnitt durchgeführt wird, als Grundlage.

1.1.2.1 Historischer Anschaffungswert und Wiederbeschaffungswert

Der *historische Anschaffungswert* einer Anlage umfasst die Kosten der Beschaffung (Errichtung) dieser Anlage, inklusive anfallender Grundstückskosten, aber exklusive Finanzierungskosten wie Zinsen oder andere Geldbeschaffungskosten (Lechner, et al., 2003 S. 631f), (Röttinger, 1908 S. 76). Die Anschaffungskosten sind in den meisten Bilanztheorien die Basis der Berechnung und laut UGB in Österreich die Grundlage zur Bewertung des *Anlagevermögens*, siehe auch (Lechner, et al., 2003 S. 612, 631).

Anschaffungskosten fallen oft nicht innerhalb eines Jahres an, sondern im Laufe der Errichtung von Anlagen, die sich in der Elektrizitätswirtschaft über einige Jahre ziehen kann². Die Bauzeit wird im Rahmen dieser Arbeit vernachlässigt. Anlagen werden zum Jahr ihrer Inbetriebnahme mit den vollständigen Anschaffungskosten berücksichtigt, da die tatsächliche Bauzeit von vielen externen Einflüssen abhängt und selbst bei Anlagen gleichen Typs verschieden sein kann. Der Vorteil von historischen Anschaffungswerten ist, dass sie – ist die Anschaffung erst getätigt – in weiterer Folge unveränderbar sind, vgl. (Röttinger, 1908 S. 76), und damit eine gute, *einheitliche* Grundlage zur Bewertung von Anlagen bietet. Im Gegensatz dazu steht der Anschaffungswert zum heutigen Tag oder *Wiederbeschaffungswert*. Dieser Wert steht für jene Kosten, die entstehen, wenn die Anlage zum Tag der Bewertung neu errichtet werden müsste. Er unterliegt im Laufe der Zeit Schwankungen aufgrund von Veränderungen der Rohstoffpreise oder Löhne und Gehälter (Röttinger, 1908 S. 76), kann sich aber auch durch *Lernkurveneffekte* verändern, wie derzeit bei Photovoltaikanlagen sehr gut beobachtbar ist (ISE, 2012 S. 41f).

Der aktuelle Tageswert wird beispielsweise beim *Umlaufvermögen* zur Bewertung herangezogen, sollte dieser niedriger liegen als der historische Anschaffungswert (Lechner, et al., 2003 S. 632), aber auch zur Bewertung des *Substanzwertes* eines Unternehmens, der als Teilreproduktionswert (Summe der Wiederbeschaffungswerte aller Aktiva abzüglich der Passiva) angesetzt werden kann (Lechner, et al., 2003 S. 331). Der Wiederbeschaffungswert spielt auch bei der Bewertung des *Kapitalstocks* eine Rolle.

Der *Zeitwert* ist der Wert einer Anlage zum Tage der Bewertung unter Berücksichtigung des „*Wertverlustes durch Alter und Gebrauch*“ (Röttinger, 1908 S. 78). Dieser Wertverlust soll für Sachanlagen „... nach irgendeiner der gebräuchlichen Methoden rechnerisch ...“ (Röttinger, 1908 S. 78) ermittelt werden, wobei Röttinger nicht tiefer auf diese damals gebräuchlichen Methoden eingeht. Es geht allerdings hervor, dass Röttinger auf den *tatsächlichen* Wertverlust Bezug nahm, und nicht auf die Annahme einer (z.B. konstanten) Abschreibung in der Bilanz (vgl. *Buchwert* in Kapitel 1.1.2.3). Über den Einbezug des *technischen Fortschrittes* sind die Literaturstellen uneinig; Röttinger empfand die Einrechnung als „*nicht gerechtfertigt*“ (Röttinger, 1908 S. 78), während die Definition aus dem „*Gabler Wirtschaftslexikon*“ im gegebenen Falle dafür spricht (Gabler, 2014).

1.1.2.2 Ertragswerte

Ertragswerte basieren im Gegensatz zu den Kostenwerten nicht auf den Kosten der Anschaffung einer Anlage, sondern auf den Erträgen, die die Anlage erwirtschaften kann (Röttinger, 1908 S. 79). Der Ertragswert im engeren Sinn ergibt sich aus einem monetär bewerteten Reinertrag der Anlage, vgl. (Röttinger, 1908 S. 80). Der *Handelswert* leitet sich aus dem Ertragswert und dem Zeitwert ab, indem ein Käufer und ein Verkäufer bei der Veräußerung einer Anlage zu einer Preisübereinkunft kommen. Der Käufer wird im regulären Fall nicht

² Ein extremes Beispiel dafür sind die beiden EPR-Reaktoren in Flamanville (Baubeginn 2007, 2014 noch nicht fertiggestellt) und Olkiluoto (Baubeginn 2005, 2014 noch nicht fertiggestellt).

bereit sein, mehr als den Zeitwert für die (gebrauchte) Anlage zu bieten, und der Verkäufer wird zumindest den verbleibenden Ertragswert als Gegenleistung für die Anlage fordern. Der Punkt, an dem sich Käufer und Verkäufer treffen, bildet den Handelswert. (Rötttinger, 1908 S. 80)

1.1.2.3 Der Buchwert

Rötttinger unterschied den *Zeitwert* als Kostenwert vom gemeinen *Buchwert* einer Anlage, also jenen „Zeitwert“, der in der Buchhaltung aufscheint. Insbesondere trennt er dabei die *Abschreibung* von der tatsächlichen Entwertung und bezeichnet diese als „*Sparprozess*“. (Rötttinger, 1908 S. 82) Dies kann insofern verstanden werden, als dass die Abschreibung des Anlagevermögens einen *kalkulatorischen* und keinen *pagatorischen* Kostenpunkt darstellt. Würde der Betrag der kalkulatorischen Abschreibung als *reale Geldmenge* pro Jahr gespart, so stünde am Ende der Abschreibedauer Kapital in der Höhe der (nominellen) historischen Anschaffungskosten – sofern diese der Abschreibung zugrunde liegen – für eine Reinvestition zur Verfügung.

Eine weitere Unterscheidung trifft Rötttinger zwischen der „*buchmäßigen Bestanddauer*“, also der wirtschaftlichen Nutzungsdauer bzw. Abschreibedauer und der tatsächlichen Lebensdauer der Anlage, wobei er die Abschreibedauer als „...*wesentlich kleiner als die wahrscheinliche oder absolute Bestanddauer*“ einschätzt. Umgelegt auf Kraftwerke in der langlebigen Elektrizitätswirtschaft bedeuten diese Feststellungen von Rötttinger, dass (a) der Buchwert eines Kraftwerkes nicht mit dem tatsächlichen Zeitwert übereinstimmt, und (b) ein Kraftwerk nach einer „kurzen“ Abschreibedauer mit niedrigen Fixkosten betrieben werden kann – ein altes, abgeschriebenes und nach Buchwert „wertloses“ Kraftwerk kann dann unter bestimmten Voraussetzungen noch hohe Erträge erwirtschaften.

1.1.3 Volkswirtschaftliche und betriebswirtschaftliche Bewertung

Nach betriebswirtschaftlichen Kriterien findet eine Bewertung gemäß der vorangehenden Darstellungen entweder auf Basis von realen Kosten oder Erträgen statt. Die Bewertung der Aktiva in der Bilanz beruht auf historischen Anschaffungswerten, die durch Abschreibungen regelmäßig auf einen theoretischen, aktuellen Wert korrigiert werden. Im Gegenzug dazu steht das volkswirtschaftliche Wertprinzip gemäß (Samuelson, et al., 2007 S. 201ff). Hier wird das Prinzip der *Opportunitätskosten*, also jener Betrag, der „... *als Maß für das, was aufgegeben wird, wenn wir eine Entscheidung treffen*“ (Samuelson, et al., 2007 S. 205) angesetzt werden kann, in der Kostenrechnung miteinbezogen.

Konkret bedeutet dies:

„Die volkswirtschaftlichen Kosten berücksichtigen zusätzlich zu den tatsächlichen Geldausgaben alle *Opportunitätskosten*, die entstehen, weil Ressourcen auch anderweitig eingesetzt werden könnten.“ (Samuelson, et al., 2007 S. 205)

Das Prinzip der Opportunitätskosten wird in dieser Arbeit bei verschiedenen Elementen des Elektrizitätssystems eingesetzt, um im Vergleich zu einem oder mehreren Alternativen die „Wertigkeit“ oder den „systemischen Wert“ dieses Elementes festzustellen, und bildet einen zentralen methodischen Ansatz bei der Erstellung dieser Arbeit.

1.2 Forschungsfragen und Aufbau der Arbeit

Die vorliegende Arbeit beschäftigt sich mit der Anwendung betriebs- und volkswirtschaftlicher Ansätze auf Fragestellungen zur zukünftigen Gestaltung des Elektrizitätssystems, die im Zuge der „Energiewende“ mit starken systemischen Umbrüchen konfrontiert ist. Die Untersuchungen erfolgen sowohl unter wirtschaftlichen als auch unter technischen Aspekten, wobei durch die Anwendung des Elektrizitätswirtschaftlichen Modells ATLANTIS die technischen Rahmenbedingungen für ein zuverlässiges Elektrizitätssystem auch bei wirtschaftlichen Fragestellungen immer berücksichtigt werden können. Als Ziel der Untersuchungen im Rahmen der vorliegenden Arbeit wurde Deutschland ausgewählt, da es das europäische Land mit der bislang umfangreichsten Umsetzung der Energiewende darstellt. Deutschland nimmt eine Vorreiterrolle bei der Diskussion um den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien, den notwendigen Netzausbau, von Änderungsvorschlägen zum Marktdesign und die Einführung neuer Speichertechnologien ein und ist damit für die Wissenschaft als „Versuchsumfeld“ von besonderem Interesse.

Die Arbeit gliedert sich grob in zwei Teile, welche im Rahmen von vier Kapiteln beschrieben werden. Der erste Teil in Kapitel 3 behandelt die Bewertung der Funktionsweise des „Energy Only“-Marktes, also des derzeit in Kontinentaleuropa vorherrschenden Marktdesigns. Die Arbeit zeigt den Wert dieses Marktsystems anhand der Wohlfahrtsgewinne auf, die durch den Börsenhandel im Vergleich zum Kraftwerkseinsatz der historischen, vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungsunternehmen entstehen. Die konkreten Fragestellungen in diesem Kapitel leiten sich aus dem zentralen Thema der Wertigkeit von Windkraft und PV ab. Eine hohe Durchdringung des Gesamtsystems mit diesen Technologien führt aufgrund der geringen Grenzkosten zu einer Preissenkung am Großhandelsmarkt, die die Wirtschaftlichkeit der konventionellen Erzeugungstechnologien gefährdet. Die Forschungsfragen zu der Thematik lauten daher:

1. Wie groß ist der Wert der Strombörse, gemessen an deren Fähigkeit zur Steigerung der Wohlfahrt im Elektrizitätssystem im Vergleich zum historischen System der vertikal integrierten Elektrizitätsunternehmen?
2. Wie stark beeinflussen technische Netzrestriktionen aufgrund des Einsatzes von Redispatch als Engpassmanagementmaßnahme diese Wertigkeit?
3. Wie verhält sich der entstehende Deckungsbeitrag an der Börse zu den anfallenden Fixkosten und ist die Weiterführung des derzeitigen Marktdesigns im Hinblick auf einen weiteren Ausbau von erneuerbaren Energien ausreichend?

Der zweite Teil der Arbeit beschäftigt sich mit dem zentralen Thema der Arbeit, der Wertigkeit der „neuen“ erneuerbaren Energietechnologien Windkraft und Photovoltaik, und wendet die zuvor beschriebene Methodik der Opportunitätskostenermittlung anhand von Szenariorechnungen an. Kapitel 4 diskutiert technische und wirtschaftliche Aspekte dieser Technologien und Auswertungen der mit dem Modell ATLANTIS durchgeführten Szenarioanalyse. Aus den gefundenen Erkenntnissen wird die Wertigkeit beider Technologien für das Gesamtsystem Elektrizitätsversorgung in Deutschland abgeleitet. In Kapitel 5 werden Ansätze gezeigt, die volkswirtschaftlichen Theorien rund um den Kapitalstock auf den einzelnen Sektor Elektrizitätswirtschaft herunterzubrechen. Der so ermittelte Kapitalstock der Elektrizitätswirtschaft wird in weiterer Folge zur Bewertung der verschiedenen Varianten aus der Szenarioanalyse verwendet. Die zentralen Forschungsfragen dazu lauten:

1. Welche technischen und wirtschaftlichen Rückwirkungen ergeben sich durch den Ausbau von Windkraft und Photovoltaik für das Gesamtsystem?
2. Wie verhalten sich die Gesamtsystemkosten bei getrenntem und gleichzeitigem Zubau von Windkraft und Photovoltaik am Beispiel Deutschland insbesondere im Vergleich zu einem Referenzfall unter Beibehaltung der derzeitigen³ Systemstruktur?
3. Wie kann der volkswirtschaftliche Ansatz einer Kapitalstockbetrachtung auf die Elektrizitätswirtschaft umgelegt werden und welche Schlussfolgerungen lassen sich für den Ausbau von Wind und PV aus der Kapitalstockentwicklung ableiten?
4. Welche anhand der untersuchten Kriterien qualitativ ableitbare Wertigkeit kommt den Erzeugungstechnologien Windkraft und PV schließlich zu?

In Kapitel 6 wird der Versuch unternommen, die Methode der Opportunitätskosten mittels Szenariorechnung zur Bewertung von alten, abgeschriebenen Spitzenlastkraftwerken anzuwenden. Dadurch soll eine Möglichkeit geschaffen werden, einen Wert dieser Kraftwerke zu ermitteln, da der betriebswirtschaftliche Buchwert nur mehr aus dem Erinnerungseuro besteht. Die konkreten Fragestellungen dazu lauten.

1. Unter welchen Bedingungen ist ein Weiterbetrieb eines alten, abgeschriebenen Spitzenlastkraftwerkes wirtschaftlicher als die Wiedererrichtung dieser Einheit?
2. Wie groß ist der Wert eines solchen Weiterbetriebs um ein Jahr basierend auf den zusätzlichen Kosten, die der Neubau der Anlage verursachen würde?

Das Simulationsmodell ATLANTIS stellt ein wichtiges Werkzeug für die Durchführung dieser Arbeit dar. Kapitel 2 widmet sich aus diesem Grund der allgemeinen Beschreibung des Modells und behandelt Elemente mit besonderer Bedeutung für diese Arbeit im Detail. Dabei wird auch auf Weiterentwicklungen des Autors im Zuge der Erstellung dieser Arbeit eingegangen. Kapitel 7 fasst die gefundenen Erkenntnisse der Arbeit zusammen.

³ Für den Referenzfall wird der Kraftwerkspark von 2011 festgehalten und fortgeschrieben, siehe dazu Kap. 2.7.1

1.3 Ergänzende Anmerkungen zum Inhalt

Inhalte und vorläufige Ergebnisse, die im Rahmen dieser Arbeit erstellt wurden, sind bereits in Teilen als Beiträge bei wissenschaftlichen Veranstaltungen veröffentlicht worden. Im konkreten Fall sind dies ein Beitrag zu Kapitel 5 bei der 8. Internationalen Energiewirtschaftstagung an der Technischen Universität Wien im Februar 2013, siehe dazu (Schüppel, et al., 2013 S. 16ff), sowie je ein Beitrag zu Kapitel 3 und Kapitel 4 im Rahmen des 13. Symposium Energieinnovation an der Technischen Universität Graz, siehe (Schüppel, et al., 2014a) und (Schüppel, et al., 2014b).

Die Kartendarstellungen in dieser Arbeit basieren auf kostenlos zur Verfügung gestelltem Material der Global Administrative Areas (GADM, <http://www.gadm.org>, Version 1.0, März 2009) für Bundesländergrenzen und NUTS2-Regionen sowie dem Datensatz VG250 (© GeoBasis-DE / BKG 2014, <http://www.bkg.bund.de>) mit Stand vom 31.12.2012 für Gemeindegrenzen, sofern keine andere Quelle genannt ist.

2 Das Modell ATLANTIS

Das Modell der europäischen Elektrizitätswirtschaft „ATLANTIS“ wird seit Jahren am Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation in vollständiger Eigenleistung entwickelt. Es stellt das zentrale Werkzeug der Forschungstätigkeit am Institut dar und ist aufgrund der kombinierten technisch-wirtschaftlichen Simulation für die Untersuchung der meisten elektrizitätswirtschaftlichen Fragestellungen bestens geeignet. Dies gilt auch für die Forschungsfragen, die im Rahmen der vorliegenden Arbeit untersucht wurden, daher kommt das Modell ATLANTIS im Zuge dieser Arbeit an verschiedenen Stellen zum Einsatz.

Zur besseren Nachvollziehbarkeit der angewendeten Methoden und Modellteile enthalten die folgenden Unterabschnitte einen Kurzüberblick über das gesamte Modell sowie ausgewählte Themen, die für die Untersuchungen im Rahmen dieser Arbeit besondere Bedeutung haben und aus diesem Grund detaillierter behandelt werden. Für die Dissertation wurden einige Modellteile optimiert oder neu entwickelt. Diese Modellteile, insbesondere die Überarbeitung des Bilanzmodells (Kapitel 2.6), sind explizit beschrieben.

2.1 Einsatz des Modells im Rahmen dieser Arbeit

Der folgende kurze Abschnitt bietet einen Überblick, wann und wofür das Modell verwendet wurde. Ganz allgemein formuliert bietet das Modell einen „Versuchsaufbau“, anhand dessen verschiedene Fragestellungen untersucht werden können. Unter den getroffenen und im Modell hinterlegten Annahmen werden in einem Simulationslauf die Versorgungssicherheit geprüft und kostenoptimale Kraftwerkseinsätze im Zeitverlauf und unter den modellierten technischen und wirtschaftlichen Bedingungen ermittelt. Dabei werden verschiedene Varianten von Marktmodellen mit und ohne Berücksichtigung von Netzrestriktionen parallel gerechnet, so dass Vergleichsmöglichkeiten entstehen.

In Kapitel 3 kommt eines dieser Marktmodelle, das Gesamtmarktmodell (Kapitel 2.4.1), zum Einsatz. Mit Hilfe dieses Modellteils wird der Kraftwerkseinsatz vor (vertikal integriertes EVU) und nach dem Börsenhandel sowie mit und ohne Berücksichtigung des Übertragungsnetzes ermittelt und anschließend mit eigens entwickelten Auswertungswerkzeugen⁴ verglichen.

Im Zuge der Kapitel 4 und 5 werden verschiedene Szenariorechnungen für den Referenzfall, für Windzubau, PV-Zubau und den gleichzeitigen Zubau von Windkraft und PV mit ATLANTIS durchgeführt. Ein eigens überarbeiteter Modellteil (Kapitel 2.6) kommt dabei zum Einsatz, um die Kostenstrukturen in der jeweiligen Szenariovariante zu ermitteln und darzustellen. Technische Parameter wie CO₂-Emissionen und der Umfang der notwendigen Engpassmanagementmaßnahmen werden direkt aus dem Modell ATLANTIS abgeleitet und gegenübergestellt. Für die Auswertung werden die Ergebnisse des Zonenpreismodells (Kapitel 2.4.2) unter Berücksichtigung von NTC's und thermischer Limits der Übertragungsleitungen

⁴ Aufgrund des technischen Modellaufbaus handelt es sich hierbei um Skriptdateien in der Datenabfragesprache SQL und weiterführende Auswertungen und Darstellungen in Microsoft Excel oder ESRI ArcGIS.

verwendet, welche die aktuelle, tatsächliche Situation in Europa am besten abbilden können. Die Auswertung der Ergebnisse und die graphische Darstellung erfolgt wiederum mit selbst erstellten Werkzeugen.

Die Ermittlung der Rahmenbedingungen und die Auswahl der in Frage kommenden Spitzenlastkraftwerke für die Untersuchungen in Kapitel 6 erfolgen mit selbst erstellten Modellen. Nachdem die entsprechenden Kraftwerke identifiziert wurden, werden zwei Simulationen mit ATLANTIS durchgeführt, um nicht nur den Kostenvergleich der betreffenden Kraftwerke, sondern auch die wegen dem veränderten Kraftwerkeinsatz abweichenden Gesamtsystemkosten vergleichen zu können. Hierzu werden wieder die Ergebnisse des Zonenpreismodells verwendet, die Auswertung und graphische Darstellung erfolgt mit eigenen Werkzeugen.

2.2 Allgemeine Kurzbeschreibung

Das Modell ATLANTIS ist ein techno-ökonomisches Modell des Elektrizitätssystems in Kontinentaleuropa (ehemaliges UCTE⁵-Gebiet bzw. heute ENTSO-E⁶). Es beinhaltet derzeit knapp 12.000 Kraftwerksblöcke, etwa 6.000 Leitungen des Übertragungsnetzes in den Spannungsebenen 400 kV und 230 kV, HGÜ-Seekabelverbindungen und signifikante 110-kV-Leitungen sowie etwa 4.000 Netzknoten mit Inbetriebnahme vor 2012. Hinzu kommen je nach Beobachtungszeitraum und Vorgaben des Forschungsvorhabens noch etwa 10.000 zusätzliche Szenariokraftwerke und diverse Leitungsprojekte.

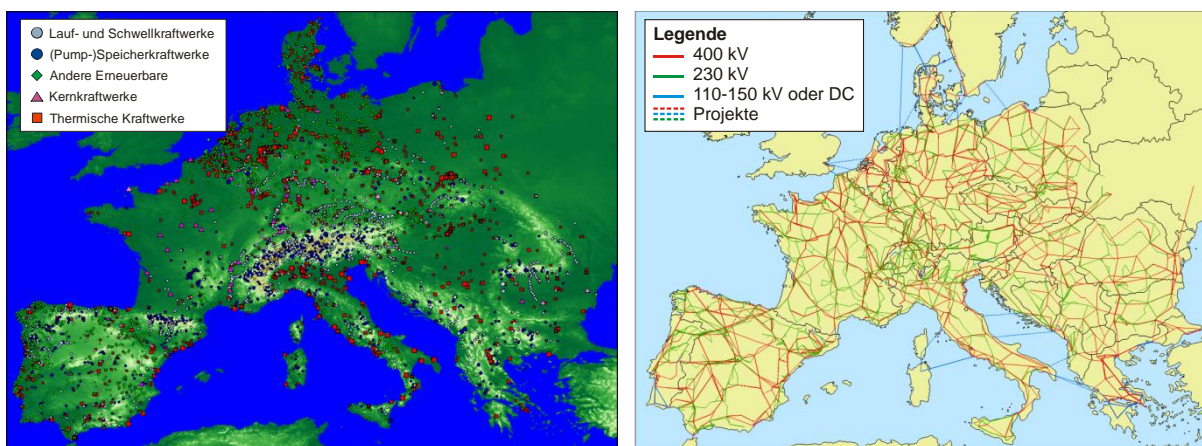


Abbildung 1: Übersicht über die berücksichtigten Kraftwerke (links) und Leitungen (rechts) in ATLANTIS

Das Modell vereint eine technische Modellierung des Elektrizitätssystems mit wirtschaftlichen Modellen in sich. Auf der technischen Seite bietet ATLANTIS die Möglichkeit einer detaillierten Abbildung von derzeit 30 verschiedenen Kraftwerkstypen, wobei jedes einzelne Kraftwerk mit Parametern wie z.B. Brutto- und Nettoleistung, Einspeiseknoten, geographi-

⁵ Union form the Co-ordination of Transmission of Electricity

⁶ European Network of Transmission System Operators for Electricity

sche Position (Koordinaten), Wirkungsgrad und dessen Veränderung über die Zeit, technische Verfügbarkeiten oder das RAV⁷ und die monatliche Erzeugungscharakteristik bei dargebotsabhängigen Energieträgern modelliert werden kann. Die Leitungen (Abbildung 1 rechts) sind ebenfalls mit physikalischen Parametern (Leitungsimpedanzen, Länge, thermische Grenzleistung etc.) im Modell hinterlegt. Die Kombination aus Kraftwerken, Leitungen und einem knotengenau modellierten Verbrauch („vertikale Last“, Datenquelle ENTSO-E) ermöglichen eine integrierte Lastflussrechnung, die mit einem DC-OPF-Algorithmus⁸ realisiert wurde.

Die wirtschaftliche Seite beinhaltet Marktmodelle in unterschiedlicher Detailstufe sowie Unternehmensmodelle, denen jeweils ein Endkundenverbrauch und die entsprechenden Kraftwerke zugeordnet werden. Zusammen mit den technischen Modellteilen stellen diese Untermodelle eine wertvolle Kombination dar. Im Gegensatz dazu beinhalten beispielsweise rein wirtschaftliche Modelle bzw. reine Marktmodelle oft keine Zeitlinie (technische bzw. wirtschaftliche Lebensdauer der Kraftwerke, Leitungen etc.) oder sie nehmen das Beobachtungsgebiet als „Kupferplatte“ an, das bedeutet, dass die physikalischen Einschränkungen des Netzes nicht berücksichtigt werden.

2.3 Simulationsablauf im Modell

Zur Übersicht ist in Abbildung 2 der Modellablauf in ATLANTIS dargestellt. Am Beginn jedes simulierten Jahres wird eine Leistungsdeckungsrechnung ausgeführt, bei der geprüft wird, ob der hinterlegte Kraftwerkspark die Jahreshöchstlast⁹ decken kann.

Danach wird die Energiedeckung berechnet, indem zunächst ein Monat in eine frei konfigurierbare Anzahl an Peak- und Offpeak-Subperioden¹⁰ unterteilt wird. Für jede dieser Subperioden wird in den unterschiedlichen Modellschritten ein kostenoptimaler Kraftwerkeinsatz ermittelt. Wirtschaftlich relevante Ergebnisse wie der dazu notwendige Brennstoffeinsatz, die erzielten Erlöse am Strommarkt, Abschreibungen, Zinsen, Personalkosten etc. werden abschließend im Unternehmensmodell aus den technischen Ergebnissen abgeleitet.

Für spezielle Untersuchungen – beispielsweise Starkwindfälle oder Zeiten besonders schwachen Verbrauchs – wurde das „Extremfallwerkzeug“ entwickelt, mit dessen Hilfe bestimmte Zeitpunkte (Perioden) unter entsprechend veränderten Parametern im Anschluss an die eigentliche Basissimulation erneut gerechnet werden können.

⁷ Regelarbeitsvermögen; in ATLANTIS wird der Begriff generell als der Langzeitmittelwert der jährlichen Erzeugung eines Kraftwerks mit dargebotsabhängigem Primärenergieträger verwendet.

⁸ DC Optimised Power Flow

⁹ Sowohl die absolute Jahreshöchstlast (Winter) als auch eine Sommerhöchstlast werden geprüft, da diese in südlicheren Ländern (Italien, Griechenland) ebenfalls eine kritische Situation darstellt.

¹⁰ Peak- und Offpeakzeiten werden gemäß marktüblicher Definition von Montag bis Freitag, 8:00 bis 20:00 (Peak) und Montag bis Freitag, 20:00 bis 8:00 sowie Samstag und Sonntag 0:00 bis 24:00 (Offpeak) gewählt. Diese Peak- bzw. Offpeakzeitspanne kann dann jeweils in bis zu 100 weitere Subperioden unterteilt werden.

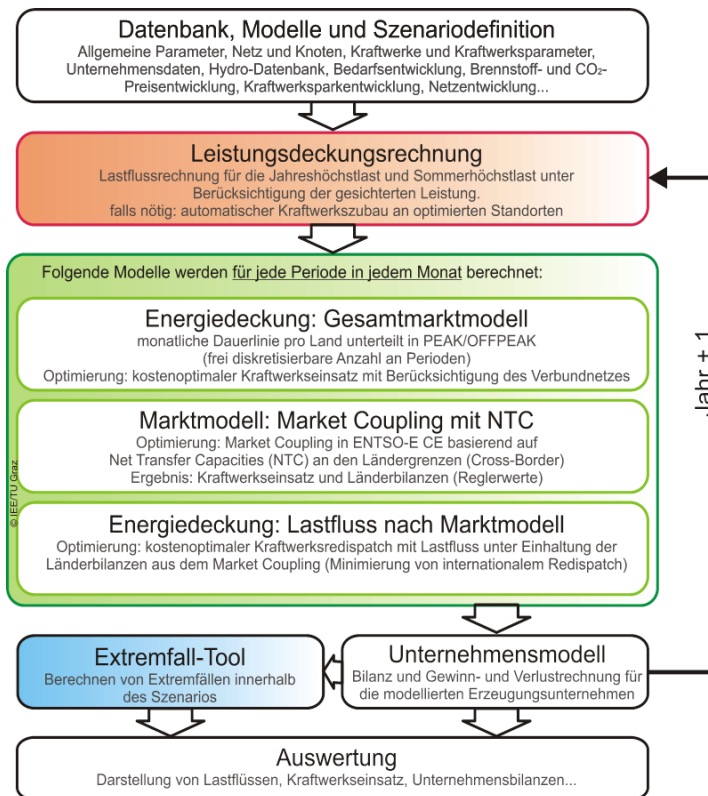


Abbildung 2: Simulationsablauf in ATLANTIS

2.4 Die integrierten Markt- und Lastflussmodelle

Die Leistungs- und Energiedeckungsrechnung sind die wesentlichsten Kernkomponenten des Simulationsmodells ATLANTIS. Beide erfolgen auf Basis einer DC-Lastflussrechnung (DC-OPF), im Falle der Energiedeckung werden zuvor jedoch auch Marktmodelle eingesetzt, die den optimalen Kraftwerkseinsatz bestimmen. Dabei wird in ein einfaches Börsenmodell zur Abbildung des vollständig integrierten Elektrizitätsbinnenmarktes ohne jegliche Handelseinschränkungen und in ein Zonenpreismodell (europaweites Market Coupling) unter Berücksichtigung von Net Transfer Capacities (NTC's) an den Grenzen unterschieden. Beide Marktmodelle vernachlässigen das Übertragungsnetz und bestimmen den optimalen Kraftwerkseinsatz gemäß „Kupferplatte“. Nachdem der Fahrplan laut Markt bestimmt ist, wird die physikalische Realisierung mit Hilfe der Lastflussmodelle geprüft und im kostenminimalen Rahmen in den Fahrplan eingegriffen (Redispatch) und/oder modellierte Phasenschiebertransformatoren eingesetzt, so dass die physikalischen Grenzen inklusive Sicherheitsmarge eingehalten werden können. In der Praxis bieten sich dem Netzbetreiber noch weitere, günstigere und daher gegenüber dem Redispatch bevorzugte Engpassmanagementmaßnahmen, z.B. Schalthandlungen, die aber im Lastflussmodell von ATLANTIS nicht abgebildet werden können.

2.4.1 Gesamtmarktmodell des integrierten Elektrizitätsbinnenmarktes

Das Gesamtmarktmodell besteht aus einem Börsenmodell, welches in einem zweistufigen Prozess den kostenoptimalen Kraftwerkseinsatz bestimmt, und einem DC-Lastflussmodell, das auch die physikalischen Randbedingungen des Übertragungsnetzes berücksichtigt. Das Börsenmodell kommt im Rahmen dieser Arbeit insbesondere in Kapitel 3 zum Einsatz, da der folgend beschriebene zweistufige Ausbau die modellgestützte Schätzung des *Wohlfahrtsgewinnes* durch die Strombörse ermöglicht.

1. Im ersten Schritt versucht jedes modellierte Unternehmen, den ihm zugeordneten Endkundenbedarf mit dem eigenen Kraftwerkspark¹¹ zu decken. Hat das Unternehmen überschüssige Kraftwerkskapazitäten, so bleiben diese vorerst ungenutzt. Hat das Unternehmen zu wenig Kapazität, so besteht ein Fehlbedarf, welcher nach dem ersten Modellschritt noch ungedeckt bleibt.
2. Zur Simulation des Börsenhandels werden nun die überschüssigen Kapazitäten der Unternehmen als Angebotskurve an der simulierten Börse angeboten. Der entstandene Fehlbedarf sowie alle bisher eingesetzten Einheiten bilden die Nachfragekurve. Im Schnittpunkt dieser beiden Kurven bildet sich der „Tauschpreis“, der dem Markträumungspreis, welcher sich aus der Merit Order geschnitten mit dem Endkundenbedarf bildet, exakt entspricht.

Nach diesen beiden Modellschritten steht der Kraftwerkseinsatz gemäß Marktergebnis fest. Daraufhin wird mit einem DC-OPF-Modell geprüft, ob dieser Fahrplan im physikalischen Netz realisierbar ist und gegebenenfalls durch die bereits beschriebenen Schritte angepasst. Für Details zur Realisierung dieses Modells und der zugrundeliegenden mathematischen Beschreibung siehe (Nacht, 2010), insbesondere die Seiten 47ff. Zur Übersicht ist der Ablauf des Gesamtmarktmodells in Abbildung 3 graphisch dargestellt.

2.4.2 Zonenpreismodell mit Market Coupling und Redispatch

Das zweite in ATLANTIS integrierte Marktmodell-Paket ist das Zonenpreismodell mit anschließendem Lastflussmodell zur Berechnung der physikalischen Umsetzbarkeit des resultierenden Kraftwerkseinsatzes. Der Unterschied des Zonenpreismodells im Vergleich zum Börsenmodell aus 2.4.1 liegt in der Berücksichtigung von *Net Transfer Capacities* (NTCs) zwischen den einzelnen Staaten anstelle der Kupferplatte. Bei nicht ausreichenden Transferkapazitäten kommt es zur Bildung von separaten Preisen je Land, den sogenannten Zonenpreisen (*zonal pricing*). Sind die Kapazitäten ausreichend, so verbinden sich die Märkte (*market coupling*) und es entsteht ein Gebiet mit einheitlichem Marktpreis.

¹¹ Jedem modellierten Kraftwerksblock in ATLANTIS ist ein Eigentümer-Unternehmen zugeordnet. Ist der Eigentümer kein eigens modelliertes Unternehmen, so wird das Kraftwerk einem aggregierten „Restunternehmen“ zugeordnet, welches alle nicht explizit modellierten Unternehmen eines Landes zusammenfasst.

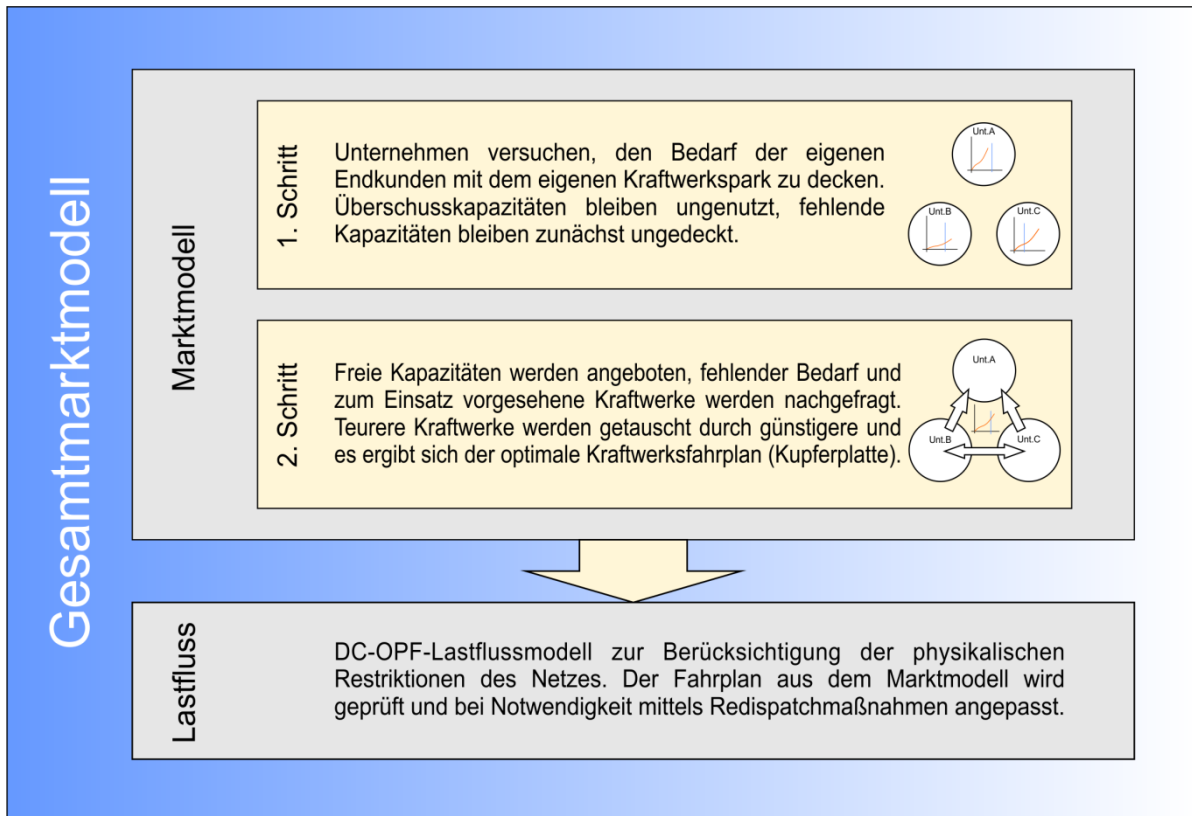


Abbildung 3: Schematische Darstellung des Gesamtmarktmodells in ATLANTIS

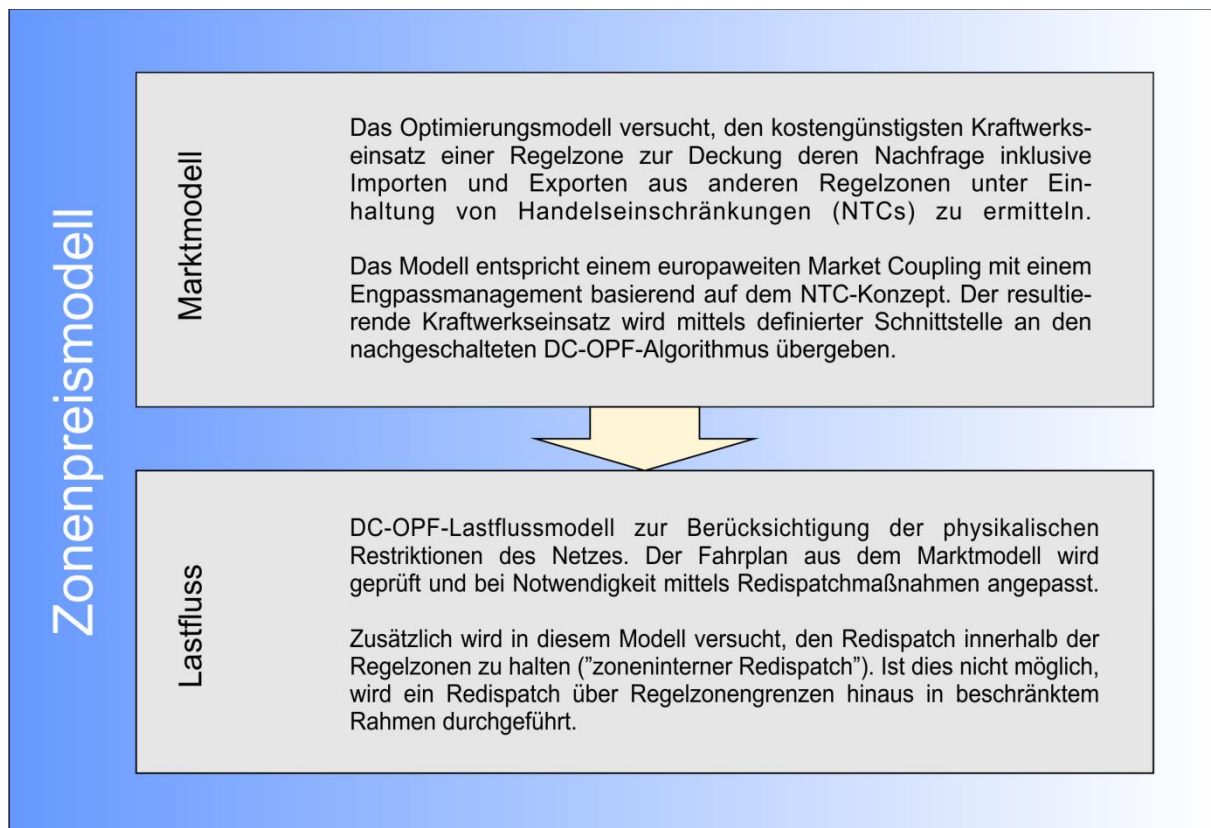


Abbildung 4: Schematische Darstellung des Zonenpreismodells in ATLANTIS, nach (Nischler, 2014)

Anders ausgedrückt entspricht das Modell einer Implementierung eines europaweiten Market Coupling, wie dies durch die Einführung der Marktkopplung in Zentralwesteuropa (CWE) bereits mit Frankreich, Deutschland und den Benelux-Staaten im Jahr 2010 realisiert wurde (EPEX Spot, 2014a). Im Februar 2014 wurde der nächste Schritt in diese Richtung unternommen, indem die Kopplung der CWE auf die nordischen und baltischen Staaten sowie Großbritannien zur Preiskopplung in Nordwesteuropa (NWE) erweitert wurde (EPEX Spot, 2014a)

In Abbildung 4 ist der Ablauf des Zonenpreismodells grafisch dargestellt. Die Berechnung erfolgt parallel zum Gesamtmarktmodell und baut nicht auf dessen Ergebnisse auf. Dies ermöglicht die gezielte Auswahl der Ergebnisse des jeweiligen Marktmodells, angepasst an die jeweilige Fragestellung, die mit ATLANTIS untersucht werden soll.

Das Zonenpreismodell wurde im Zuge der Diplomarbeiten von Nischler und Nacht entwickelt. Eine detaillierte Beschreibung des Marktmodells ist in (Nischler, 2009) und jene des DC-OPF-Modells in (Nacht, 2010) nachschlagbar. Für die Beschreibung der Verbindung der beiden Modelle, die im Rahmen der Dissertation von Nischler entwickelt wurde, sowie den genauen Modellablauf und weitere Details zur Modellierung sei auf (Nischler, 2014) verwiesen.

2.4.3 Zur Berücksichtigung der Netz- bzw. Systemsicherheit im Modell

Die Berücksichtigung der Systemsicherheit in den Lastflussmodellen erfolgt durch die Einhaltung einer Transmission Reliability Margin (TRM) von 30 %, das bedeutet, dass im resultierenden Lastfluss keine Leitung mehr als 70 % ausgelastet ist. Dies entspricht in guter Näherung der Einhaltung des (n-1)-Kriteriums, vgl. (NEP, 2012 S. 102).

In jenen Fällen, in denen der Lastfluss im Modell nicht lösbar ist, kann das Modell die TRM automatisch um 5 % verringern. Dieser Schritt kann einmal wiederholt werden, ist eine Lösung bei 80 % maximaler Leitungsauslastung auch nicht möglich, müssen die Modellannahmen überarbeitet und die Simulation wiederholt werden. Im Rahmen dieser Arbeit wurde eine Leitungsbelastung über 70 % *in seltenen Fällen* toleriert, da die Netzbetreiber in solchen Situationen weitere Maßnahmen ergreifen können, um die (n-1)-Sicherheit aufrecht zu erhalten, die im Modell nicht abgebildet sind (z.B. Sonderschaltzustände).

2.5 Berücksichtigung dargebotsabhängiger Erzeugung

Das Modell ATLANTIS ist so gestaltet, dass die Modelleingangsdaten prinzipiell auf monatlicher Basis definiert werden können. Ein Monat kann jedoch noch in Perioden weiter unterteilt werden, deren Anzahl und Breite in Ein-Prozent-Schritten der Peak- und Offpeakzeit¹² frei konfigurierbar sind.

Auf Monatsbasis erfolgt prinzipiell auch die Abbildung der Charakteristika der sogenannten dargebotsabhängigen Erzeugung, die Wasserkraft, Windkraft und Photovoltaik umfasst. Diese werden durch die Verfügbarkeit des jeweiligen Primärenergieträgers über die Zeit bestimmt. Die Modellierung dieser Charakteristik in ATLANTIS erfolgt durch die folgend dargestellten Kenngrößen.

2.5.1 Die Angabe des Regelarbeitsvermögens einer Kraftwerkseinheit

Das Regelarbeitsvermögen (RAV) entspricht jener Energiemenge (Arbeitsvermögen), die im langjährigen Mittel von einer Erzeugungseinheit produziert werden kann. Der Begriff stammt ursprünglich aus der Wasserkraft, wo das RAV üblicherweise aus dem Leistungsplan ermittelt werden kann (Giesecke, et al., 2009 S. 33 u. 57). Die Definition des Begriffes, also das Arbeitsvermögen im Regel- oder Normaljahr (Giesecke, et al., 2009 S. 39), lässt sich ebenso auf Windkraft und Photovoltaik umlegen.

Die Schwankungen der Erzeugung sind insbesondere für zukünftige Jahre nur sehr *schwer modellierbar* und *konsistent*¹³ annehmbar. Die Wiederholung eines Simulationslaufs mit ATLANTIS soll und muss unter gleichen Annahmen zu identischen Ergebnissen führen. Dadurch scheidet die Verwendung von zufällig generierten Werten für die Einspeisung auf Basis der historischen Erzeugung aus; denn wenn diese so verwendet werden, dass in jedem Lauf *identische* Zufallswerte generiert werden, so wird immer nur der *selbe mögliche Fall* betrachtet. Dies führt die Verwendung von Zufallswerten ad absurdum. Da nur ein bestimmter Erzeugungsfall modelliert werden kann, ist der Einsatz der *Erwartungswerte* der Erzeugung der geeignetere Ansatz. Mit zusätzlichen Werkzeugen – dem sogenannten „Extremfall-Tool“, siehe Abbildung 2 auf Seite 12 – kann in ATLANTIS die verfügbare Erzeugung der dargebotsabhängigen Kraftwerke für bestimmte Zeitpunkte der Simulation nachträglich *variiert* und erneut simuliert werden.

Das RAV kann – sofern für Bestandsanlagen nicht aus einschlägigen Quellen bekannt – aus meteorologischen Daten mit Hilfe von Modellen abgeleitet werden. Als Basis dazu dienen

¹² Diese sind gemäß gängiger Marktdefinition wie folgt festgelegt: Peak-Periode von Montag bis Freitag, 8:00 bis 20:00; Offpeak-Periode Montag bis Freitag, 20:00 bis 8:00 sowie Samstag und Sonntag 0:00 bis 24:00.

¹³ Im Forschungsprojekt EL.ADAPT (Bachner, et al., 2013) wurden beispielsweise die Ergebnisse aus Klimamodellen genutzt, um die Entwicklung der Erzeugungscharakteristik erneuerbarer Energien in die Zukunft fortzuschreiben zu können. Dabei ist wichtig, dass alle notwendigen Klimagrößen (Temperatur, Niederschlag, Wind, Sonneneinstrahlung) aus demselben Modell entstammen, weil unterschiedliche Modelle zu unterschiedlichen Zukunftspfaden führen können.

z.B. Daten von nationalen meteorologischen Instituten wie der Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik (ZAMG) in Österreich und dem Deutschen Wetterdienst (DWD) in Deutschland. Sind keine besser aufgelösten Daten von nationalen Instituten verfügbar, wird auf Satellitenmessdaten der NASA¹⁴ (Monatsmittelwerte) zurückgegriffen (NASA, 1983-2005).

2.5.2 Die monatliche Charakteristik der erneuerbaren Energien

Es ist bekannt, dass sich das Regelarbeitsvermögen nicht gleichmäßig über das Jahr verteilt, sondern jede dargebotsabhängige Erzeugungsform seine eigene *innerjährliche Charakteristik* aufweist. Diese ist von Energieträger zu Energieträger, aber auch von Land zu Land verschieden, je nach geographischer Lage.

Der monatliche Anteil des Regelarbeitsvermögens wird im Modell ATLANTIS mit Erzeugungskoeffizienten modelliert, welche gemäß Gleichung (2.1) definiert sind:

$$f_i = \frac{W_i}{\sum_{j=1}^{12} W_j} = \frac{W_i}{RAV} \quad (2.1)$$

mit: f_i Erzeugungskoeffizient im Monat i
 W_i, W_jErzeugte elektrische Energie im Monat i bzw. j
 RAVRegelarbeitsvermögen

Diese Erzeugungskoeffizienten werden statistisch aus historischen Daten von Wasserabfluss, mittleren Windgeschwindigkeiten und Sonneneinstrahlungsdaten gewonnen. Für eine genauere Beschreibung verwendeter Modelle zur Berechnung des RAV und der Erzeugungskoeffizienten für ATLANTIS siehe (Pattis, 2012) für Photovoltaik und (Schüppel, 2010) für Wind- und Wasserkraft bzw. deren Weiterentwicklungen in (Bachner, et al., 2013 S. 32-34) und (Nacht, et al., 2013 S. 3-5).

Je nach Land sind diese Daten in unterschiedlicher zeitlicher und räumlicher Auflösung gegeben. Für Österreich sind u.a. Abflussdaten aus dem eHyd (eHyd, 2014) des Lebensministeriums (BMLFUW) und mittlere Windgeschwindigkeiten der ZAMG hinterlegt. Der DWD bietet auf der Plattform WebWerdis (DWD, 2014) ebenfalls Produkte, die eine gute Datengrundlage zur Modellierung bilden. Analog zu der Annahme des RAV werden auch bei den Erzeugungskoeffizienten die Daten der NASA herangezogen, sofern keine nationale Quelle verfügbar ist.

2.5.3 RES-Periodenfaktoren

Ein Monat wird in ATLANTIS noch weiter in Peak- und Offpeakperioden unterteilt. Eine Aufteilung des RAV kann aufgrund der bisher gezeigten Modelleingangsdaten nur gleichmäßig

¹⁴ National Aeronautics and Space Administration

über diese Perioden erfolgen. Da dies nicht der Realität entspricht, sondern insbesondere bei Photovoltaik eine Erzeugung eher zu den Starklastzeiten¹⁵ erfolgt, wurden Periodenfaktoren in das Modell eingefügt, welche die Erzeugung von Wind und Photovoltaik gemäß einer statistischen Analyse stündlicher Einspeisedaten von Deutschland, Österreich, Frankreich und Italien *gewichtet* auf diese Perioden aufteilt.

2.6 Neuentwicklung des betriebswirtschaftlichen Modellteils

Die wichtigste Eigenschaft des Modells ATLANTIS ist die Kopplung von wirtschaftlichen und technischen Modellen. Damit nicht nur gesamtsektorale Untersuchungen mit Hilfe von Marktmodellen möglich sind, sondern auch Effekte auf einzelne Elektrizitätsunternehmen untersucht werden können, wurde in ATLANTIS die Möglichkeit der Modellierung auf Unternehmensbasis implementiert.

Diese Unternehmensmodellierung baut im Wesentlichen auf *zwei Zuordnungen* auf:

- Die Zuordnung aller in ATLANTIS modellierter *Kraftwerksblöcke* zu einem Eigentümerunternehmen, welches sowohl die Kosten des Kraftwerks trägt als auch die Erträge durch dessen Betrieb erwirtschaftet.
- Die Aufteilung des *Endkundenverbrauchs* je Land auf die modellierten Unternehmen unter Zuhilfenahme eines Verteilungsschlüssels, im Idealfall der tatsächliche Endkundenabsatz oder Marktanteil, oder mit Hilfsgrößen wie der Anzahl der Endkunden. Durch die Annahme des eigenen Endkundenbedarfs wird die Berechnung des *Stromhandels* an der Börse aus der Simulation heraus möglich.

Da die Gesamtzahl der Elektrizitätsunternehmen inklusive aller regionalen Versorger (z.B. Stadtwerke) für eine Modellierung einen erheblichen Aufwand darstellt, können je Land nur die größten Unternehmen einzeln erfasst werden. Alle anderen Unternehmen eines Landes werden zu je einem aggregierten *Restunternehmen* zusammengefasst. Die Zuteilung von Kraftwerken und Endverbrauch wird in Kapitel 3.5.1.1 auf Seite 56 für die konkrete Anwendung am Beispiel Deutschland genauer erläutert.

Erst aufgrund der Unternehmenszuordnung ist es möglich, eine betriebswirtschaftliche Gegenüberstellung von Kosten und Erträgen zu erstellen. Dies geschieht in ATLANTIS im Zuge eines simulierten Jahresabschlusses, der für jedes modellierte Unternehmen erstellt wird. Die Simulation des Jahresabschlusses der modellierten Unternehmen hat für die vorliegende Arbeit eine zentrale Bedeutung und wurde daher überarbeitet und um einige neue Funktionen erweitert. Die Unterschiede vor und nach der Überarbeitung sowie der erweiterte Funktionsumfang und die damit möglichen Untersuchungen sind in den folgenden Unterabschnitten dokumentiert.

¹⁵ Gemäß Marktdefinition 8:00 bis 20:00; PV produziert zum Vergleich in der Zeitspanne von etwa 5:00 bis 20:00.

2.6.1 Ziele der Überarbeitung und neue Funktionen

Aus dem Simulationsmodell ATLANTIS ergeben sich endogen weit weniger Informationen, als es für die Erstellung einer Unternehmensbilanz z.B. nach § 224 UGB in Österreich oder einer entsprechenden Gewinn- und Verlustrechnung (GuV) notwendig wäre. Aus diesem Grund wurden bereits im bestehenden Bilanzmodul des Modells Vereinfachungen und Annahmen getroffen. Aus diesen Annahmen heraus entstehen zusätzliche Modellunsicherheiten, die die endogenen Ergebnisse aus den Simulationsrechnungen verfälschen können.

Ein Ziel der Überarbeitung ist es, diese Annahmen so weit wie möglich zu reduzieren und das Modul dabei bewusst so zu vereinfachen, dass die wesentlichen Aufwands- und Ertragskomponenten und damit die qualitative Aussagekraft des Modellteils bestehen bleiben. Zusätzlich wurden im Rahmen der Vereinfachung zusätzliche Berechnungsschritte hinzugefügt, die notwendige neue Funktionalitäten für die Untersuchungen der vorliegenden Arbeit ermöglichen. Diese sind:

- Ermittlung der variablen und fixen Kostenkomponenten der Erzeugung pro Unternehmen und Jahr
- Ermittlung von Brutto- und Nettokapitalstock gemäß Kapitel 5.1 (Seite 133) pro Unternehmen und Jahr
- Aufschlüsselung des Anlagevermögens, des Bruttokapitalstocks, der Abschreibung und Zinsen pro Unternehmen, Kraftwerkstyp, Kraftwerkalter und Jahr
- Eine Möglichkeit zur Modellierung von Unternehmen, die erst nach dem Basisjahr 2006 gegründet werden

Um einen Vergleich zwischen dem bestehenden und dem geänderten Modul zu ermöglichen, wird die Überarbeitung nicht im bestehenden Modul durchgeführt. Die Änderungen werden stattdessen parallel dazu in einer neuen Prozedur implementiert, welche unabhängig vom Bestand am Ende der Simulation ausgeführt werden kann.

2.6.2 Grundlagen zu Bilanz und Gewinn- und Verlustrechnung

Das Erstellen der Bilanz und der Gewinn- und Verlustrechnung (GuV) ist Teil des Jahresabschlusses nach Unternehmensrecht, den Unternehmen durchführen können bzw. ab einem gewissen Jahresumsatz erstellen müssen. Der Jahresabschluss dient dazu, sowohl betriebsintern als auch für externe Personen Informationen bereit zu stellen, wie es um Ertragslage, Finanzlage und Vermögenslage des Unternehmens bestellt ist. (Heno, 2011 S. 10) (Lechner, et al., 2003 S. 618ff)

2.6.2.1 Gliederung und Aufbau der Bilanz

In der Bilanz werden Vermögenswerte und Kapitalwerte einander gegenübergestellt. Die Gliederung der Bilanz ist in Österreich im Unternehmensgesetzbuch (UGB) geregelt¹⁶. Da es sich beim überwiegenden Anteil der Elektrizitätsunternehmen um Kapitalgesellschaften handelt, wird in dieser Arbeit die Gliederung nach § 224 UGB kurz dargestellt (siehe Abbildung 5).

Aktiva	BILANZ	Passiva
<p><u>Anlagevermögen</u></p> <p><i>immaterielle Vermögensgegenstände</i></p> <p>Konzessionen, Schutzrechte...</p> <p>Geschäftswert, Firmenwert</p> <p>geleistete Anzahlungen</p> <p><i>Sachanlagen</i></p> <p>Grundstücke, Bauten...</p> <p>technische Anlagen und Maschinen</p> <p>andere Anlagen, Ausstattung</p> <p>geleistete Anzahlungen, Anl. in Bau</p> <p><i>Finanzanlagen</i></p> <p>Anteile an verbund. Unternehmen</p> <p>Ausleihungen</p> <p>Beteiligungen</p> <p>Wertpapiere des Anlagevermögens</p> <p><u>Umlaufvermögen</u></p> <p><i>Vorräte</i></p> <p>Roh-, Hilfs-, Betriebsstoffe</p> <p>unfertige Erzeugnisse</p> <p>fertige Erzeugnisse und Waren</p> <p>noch nicht abrechenbare Lstg.</p> <p>geleistete Anzahlungen</p> <p><i>Forderungen</i></p> <p><i>Wertpapiere und Anteile</i></p> <p><i>Kassenbestand, Schecks,</i></p> <p><i>Guthaben bei Kreditinstituten</i></p> <p><u>Rechnungsabgrenzungsposten</u></p>	<p>BILANZ</p>	<p><u>Eigenkapital</u></p> <p><i>Nennkapital (Grund-, Stammkapital)</i></p> <p><i>Kapitalrücklagen</i></p> <p>gebundene</p> <p>nicht gebundene</p> <p><i>Gewinnrücklagen</i></p> <p>gesetzliche Rücklagen</p> <p>satzungsmäßige Rücklagen</p> <p>andere (freie) Rücklagen</p> <p><i>Bilanzgewinn (oder -verlust)</i></p> <p><u>unversteuerte Rücklagen</u></p> <p><u>Rückstellungen</u></p> <p>Rückstellungen für Abfertigungen</p> <p>Rückstellungen für Pensionen</p> <p>Steuerrückstellungen</p> <p>sonstige Rückstellungen</p> <p><u>Verbindlichkeiten</u></p> <p>Anleihen</p> <p>Verbindlichkeiten gg. Kreditinstituten</p> <p>Erhaltene Anzahlungen</p> <p>Lieferverbindlichkeiten</p> <p>Verbindlichkeiten aus Wechsel</p> <p>Verbindlichkeiten gegenüber</p> <p>verbundenen Unternehmen</p> <p>Unt. mit Beteiligungsverhältnis</p> <p>sonstige Verbindlichkeiten</p> <p><u>Rechnungsabgrenzungsposten</u></p>

Abbildung 5: Übersicht über die Bilanz von österreichischen Kapitalgesellschaften
eigene Darstellung, angelehnt an § 224 UGB

Auf der Seite der Aktiva befinden sich die Vermögenswerte, gegliedert in Anlagevermögen und Umlaufvermögen, sowie die aktiven Rechnungsabgrenzungsposten. Dem Anlagevermögen werden dabei gemäß § 198 Abs. 2 UGB jene Gegenstände zugeordnet, welche „[...] bestimmt sind, dauernd dem Geschäftsbetrieb zu dienen.“. Es lässt sich weiter in immaterielle Vermögensgegenstände, Sachanlagen und Finanzanlagen untergliedern. Im Umlaufvermögen werden nicht dauerhaft dem Geschäftsbetrieb dienende Gegenstände ausgewiesen. Dazu zählen nach § 224 UGB Vorräte, offene Forderungen, Wertpapiere und Anteile sowie Kassenbestand, Schecks und Guthaben bei Kreditinstituten.

Auf der Passivseite werden Eigenkapital, unversteuerte Rücklagen, Rückstellungen und offene Verbindlichkeiten sowie die passiven Rechnungsabgrenzungsposten aufgeführt. Im Eigenkapital sind das Nennkapital, gebundene und nicht gebundene Kapitalrücklagen,

¹⁶ Siehe dazu § 198 UGB sowie § 224 UGB ergänzend für Kapitalgesellschaften, vgl. (Lechner et al., S.644ff)

Gewinnrücklagen und der Bilanzgewinn bzw. -verlust enthalten. Rückstellungen, welche u. A. für Abfertigungen und Pensionen verwendet werden, sowie die offenen Verbindlichkeiten bilden gemeinsam das Fremdkapital (Lechner, et al., 2003 S. 699ff).

2.6.2.2 Gliederung der Gewinn- und Verlustrechnung

Für die Gewinn- und Verlustrechnung gilt § 231 UGB als Vorschrift zur Gliederung in auszuweisende Posten. Die GuV wird in Staffelform ausgewiesen, d.h. Ertrags- und Aufwandsgruppen werden übereinander gestellt und durch Bildung von bestimmten Zwischensummen werden zusätzliche Kennzahlen bereitgestellt. Bei der Aufstellung der GuV wird zwischen dem Gesamtkosten- und das Umsatzkostenverfahren unterschieden. (Lechner, et al., 2003 S. 715)

In Abbildung 6 ist eine Übersicht über die Gewinn- und Verlustrechnung nach dem Gesamtkostenverfahren dargestellt. Die Positionen wurden auf Basis von §231 Abs. 2 UGB gelistet und die Bildung der Zwischensummen gemäß (Lechner, et al., 2003 S. 717) vermerkt.

1) Umsatzerlöse	10) Erträge aus Beteiligungen
2) Veränderung des Bestandes an: fertigen und unfertigen Erzeugnissen nicht abrechenbaren Leistungen	11) Erträge aus anderen Wertpapieren und Ausleihungen
3) andere aktivierte Eigenleistungen	12) sonstige Zinsen und ähnliche Erträge
4) sonstige betriebliche Erträge aus Abgang und Zuschreibung von AV (ohne Finanzanlagen) aus der Auflösung von Rückstellungen übrige	13) Erträge aus Abgang und Zuschreibung von Finanzanlagen u. WP.
5) Aufwendungen für Material u. sonst. bez. Herstellungsleistungen Materialaufwand Aufwendungen für bezogenen Leistungen	14) Aufwendungen aus Finanzanlagen und Wertpapieren des UV Abschreibungen Aufwendungen aus verbundenen Unternehmen
6) Personalaufwand Löhne und Gehälter Aufwendungen für Abfertigungen und Leistungen an betr. Mitarbeitervorsorgekassen Aufwendungen für Altersversorgung Aufwendungen für gesetzlich vorg. Sozialabgaben [...] und Pflichtbeiträge sonstige Sozialaufwendungen	15) Zinsen und ähnliche Aufwendungen
7) Abschreibungen von immateriellen AV und Sachanlagen von Umlaufvermögen	16) <i>Zwischensumme 10 bis 15: Finanzerfolg</i>
8) sonstige betriebliche Aufwendungen Steuern (ausgenommen Einkommen und Ertrag) übrige	17) Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit (9+16)
9) <i>Zwischensumme 1 bis 8: Betriebserfolg</i>	18) außerordentliche Erträge
	19) außerordentliche Aufwendungen
	20) <i>Zwischensumme 18+19: außerordentliches Ergebnis</i>
	21) Steuern vom Einkommen und vom Ertrag
	22) Jahresüberschuss/-fehlbetrag (17+20-21)
	23) Auflösung unversteuerter Rücklagen
	24) Auflösung von Kapitalrücklagen
	25) Auflösung von Gewinnrücklagen
	26) Zuweisung zu un versteuerten Rücklagen
	27) Zuweisung zu Gewinnrücklagen
	28) Gewinn-/Verlustvortrag aus dem Vorjahr
	29) Bilanzgewinn/-verlust (Summe von 22 bis 28)

Abbildung 6: Übersicht über die Gewinn- und Verlustrechnung österreichischer Kapitalgesellschaften, angelehnt an § 231 Abs. 2 UGB und (Lechner, et al., 2003 S. 715ff)

2.6.3 Bestandsaufnahme der bisherigen Realisierung in ATLANTIS

Das bestehende Modul zur Berechnung der Bilanzen und der Gewinn- und Verlustrechnung der modellierten Elektrizitätsunternehmen entspricht der Vorgehensweise für den Jahresabschluss gemäß österreichischem Recht. Zur Erstellung insbesondere der GuV ist eine detaillierte Aufschlüsselung der Aufwands- und Ertragsseite notwendig, die jedoch nur zum Teil endogen aus dem Simulationsmodell ATLANTIS ableitbar ist. Die restlichen Positionen

müssen auf Basis der tatsächlichen Bilanzen / GuV aus dem Jahr 2006¹⁷ unter gewissen Annahmen fortgeschrieben werden. Die Bilanz wurde auf die vier Posten Anlagevermögen (AV) und Umlaufvermögen (UV) auf der Aktiva-Seite und Eigenkapital (EK) sowie Fremdkapital (FK) auf der Passiva-Seite reduziert. Das Anlagevermögen wird im Modell nur aus den *Sachanlagen* gebildet, da alle anderen Positionen nicht aus dem Modell ableitbar sind und für Annahmen zukünftiger Entwicklungen nur wenig Information vorhanden ist. Aus der Kraftwerksdatenbank ergibt sich für jedes simulierte Jahr anhand der geschätzten historischen Anschaffungskosten sowie der berechneten linearen Abschreibung seit der Inbetriebnahme des Kraftwerkes das Modell-Anlagevermögen gemäß Formel (2.2).

$$AV_T = \sum_{i=1}^N RBW_{i,T} = \sum_{i=1}^N (AW_{hist,i} - (T - IBN_i) \cdot AfA_i) \quad (2.2)$$

mit: AV_TAnlagevermögen im Jahr T (€)
 $RBW_{i,T}$Restbuchwert des Kraftwerks i im Jahr T (€)
 NAnzahl der Kraftwerke des Unternehmens
 $AW_{hist,i}$Historischer Anschaffungswert des Kraftwerks i (€)
 IBN_iInbetriebnahmejahr des Kraftwerks i
 AfA_ijährliche Absetzung für Abnutzung des KW i (€/a)

Das Umlaufvermögen lässt sich aus den Simulationsdaten nicht direkt ableiten, stellt aber bei Elektrizitätsunternehmen einen relevanten Posten dar, da unter anderem die gelagerten Brennstoffe bei thermischen Anlagen einen entsprechenden Wert darstellen. Aus diesem Grund wurde das Umlaufvermögen (UV) des Jahres 2006 – neben anderen wirtschaftlichen Modelleingangsdaten – von verschiedenen Unternehmen in diversen Arbeiten recherchiert, siehe z.B. (Pojer, 2010) für Österreich und (Langmann, 2010) für Deutschland. Anhand einer einfachen Funktion zur Schätzung der Entwicklung des UV wird dieses über die simulierten Jahre fortgeschrieben. Dabei wird ein Index erstellt, in den der Erlös des Vorjahres, der Brennstoffverbrauch des aktuellen Jahres und die Veränderung des Brennstoffpreises einfließen.

Aus dem Anlage- und Umlaufvermögen wird die Summe der Aktiva gebildet. Das Fremdkapital (Verbindlichkeiten) ist aus den Geschäftsberichten des Jahres 2006 recherchiert und wird von der Summe der Aktiva abgezogen, siehe (2.3). So ergibt sich die Passivaseite für das *Basisjahr 2006*.

¹⁷ 2006 ist das Basisjahr der Simulationen mit ATLANTIS. Alle fortgeschriebenen bzw. indizierten Parameter beziehen sich auf Startwerte, die aus Geschäftsberichten in diesem Jahr abgeleitet wurden.

$$EK_{2006} = AV_{2006} + UV_{2006} - FK_{2006} \quad (2.3)$$

mit: EK_{2006} Eigenkapital im Basisjahr
 AV_{2006} Anlagevermögen im Basisjahr (aus Modell)
 UV_{2006} Umlaufvermögen 2006 (recherchiert)
 FK_{2006} Fremdkapital 2006 (recherchiert)

Für die weiteren Jahre bildet sich das *Eigenkapital* aus der Modellrechnung, indem zum jeweiligen EK des Vorjahres der Bilanzgewinn hinzugerechnet bzw. der Bilanzverlust abgezogen wird. Das aus den Kraftwerksdaten ermittelte AV und das fortgeschriebene UV bilden wieder die Aktivseite und das neue Fremdkapital wird mit Formel (2.4) berechnet. Mit diesem Schritt ist die Bestimmung der Bilanz aus den Modellergebnissen vollständig.

$$FK_T = AV_T + UV_T - EK_T \quad (2.4)$$

mit: FK_T Fremdkapital im Jahr T (> 2006)
 AV_T Anlagevermögen im Jahr T (aus Modell)
 UV_T Umlaufvermögen im Jahr T (fortgeschrieben)
 EK_T Eigenkapital im Jahr T (aus Modell)

Die einzelnen Punkte der Gewinn- und Verlustrechnung, welche aus dem Modell gewonnen werden, sind in folgenden Punkten analog zu Abbildung 6 zusammengefasst.

1. Umsatzerlöse: Aus dem Modell ergeben sich die Erlöse durch den *Stromverkauf an der Börse*, also im Wesentlichen an andere Elektrizitätsunternehmen. Der Erlös aus dem *Endkundenabsatz* ist ebenfalls Teil der GuV, ergibt sich aber im Modell unter der Annahme eines *vorgegebenen Gewinns*, wie folgend noch weiter beschrieben wird. Werden die CO₂-Emissionszertifikate berücksichtigt, so fallen Erträge aus dem *Emissionshandel* ebenso unter diesen Punkt. Die Vorhaltung und der Abruf von Sekundärregelreserve (*Systemdienstleistung*) werden stark vereinfacht berücksichtigt und mit angenommenen Preisen bzw. dem durchschnittlichen Marktpreis bewertet, siehe Formel (2.5).

$$E_{SysDL} = \sum_{\text{Perioden}} (P_{vor} \cdot k_{vor} \cdot T_{per} + W_{sek} \cdot \bar{p}) \quad (2.5)$$

mit: E_{SysDL} Erträge aus Systemdienstleistung (€)
 P_{vor} Vorgehaltene Leistung (je Periode) (MW)
 k_{vor} spezifischer Erlös für Vorhaltung (€/MW/h)
 T_{per} Periodenlänge (h)
 W_{sek} abgerufene Regelenergie (MWh)
 \bar{p} mittlerer jährlicher Marktpreis (€/MWh)

2. Veränderungen des Bestandes: *nicht erfasst*
3. Andere aktivierte Eigenleistungen: *nicht erfasst*
4. Sonstige betriebliche Erträge: Hierzu können die Erträge aus dem *Engpassmanagement* hinzugezählt werden, also Ausgleichszahlungen, die vom Netzbetreiber bei positivem Redispatch geleistet werden und sich aus dem Modell ergeben.
5. Aufwendungen für Material: aus dem Kraftwerkseinsatz wird über den Wirkungsgrad der Kraftwerke (statisch, ohne Teillast) der notwendige Brennstoffbedarf berechnet und mit dem im Modell hinterlegten angenommenen Verlauf der Brennstoffpreise bewertet. Daraus ergibt sich der in der GuV eingehende *Brennstoffaufwand*. Viele österreichische Unternehmen haben im Geschäftsbericht 2006 auch den *Stromzukauf* von anderen Unternehmen und den *Zukauf von Emissionszertifikaten* unter diesem Punkt zusammengefasst. Beide Größen ergeben sich als Menge endogen aus dem Modell und werden mit dem aus dem Marktmodell resultierenden Marktpreis und der Annahme des CO₂-Zertifikatepreises bewertet.
6. Personalaufwand: basierend auf dem recherchierten Personalaufwand des Basisjahres 2006 aus Geschäftsberichten wird der Personalaufwand unter Berücksichtigung der Veränderung der Erzeugungskapazitäten (installierte Leistung) und eines Personalkostenindex (im Wesentlichen die Inflationsabgeltung) fortgeschrieben.
7. Abschreibungen: berechnen sich als lineare Abschreibung über die wirtschaftliche Nutzungsdauer vom historischen Anschaffungswert jedes einzelnen modellierten Kraftwerks, das dem Unternehmen zugeordnet ist.
8. Sonstige betriebliche Aufwendungen: Außer Einkommenssteuern werden im Modell keine Steuern berücksichtigt. Die Ausgleichszahlungen an den Netzbetreiber bei negativem Redispatch können hier zugeordnet werden. Diese ergeben sich endogen aus dem Modell.

Dem Finanzerfolg (10-15) können aus dem Modell einzig die Fremdkapitalzinsen zugeordnet werden, die sich aus dem in der Bilanz ermittelten FK und einem angenommenen jährlichen Zinssatz zusammensetzen.

Der resultierende Gewinn wird über die *Verzinsung des Eigenkapitals* mit einem angenommenen Zinssatz ermittelt. Durch Bildung der Differenz aller Erträge und aller Aufwendungen inklusive des so kalkulierten Gewinns ergibt sich ein Fehlbedarf, der durch den Endkundenvertrieb gedeckt werden muss. Bezieht man diesen Ertrag aus Stromverkauf an Endkunden auf die gesamte gelieferte Energie an Endkunden, so erhält man den *Eigenwirtschaftlichkeitspreis* des Unternehmens. Dies ist jener Energiepreis in ct/kWh, den das Elektrizitätsunternehmen *mindestens* von den Endkunden einheben muss, um die festgesetzten Gewinne erwirtschaften zu können (entspricht in etwa einer „second best“-Regulierung, bei der der kalkulierte Gewinn als Kosten verbucht wird).

2.6.4 Vereinfachungen und Veränderungen anhand einer Beispielrechnung

Die neue Berechnungsvariante für den Jahresabschluss wird in diesem Unterabschnitt anhand eines *einfachen, fiktiven Elektrizitätssystems* erklärt, welches nur aus wenigen Kraftwerken besteht und so angelegt ist, dass die vier modellierten Unternehmen alle Funktionen des neuen Modells umfassen. Das fiktive System beinhaltet ein einziges Land, welches diese vier unterschiedlichen Elektrizitätsunternehmen beinhaltet. Das Netz ist mit zwei Knoten und einer ausreichend starken Leitung modelliert, so dass es in keiner Situation zu einem Netzengpass kommt. Diese Annahme unterstützt die Nachvollziehbarkeit der Simulationsergebnisse.

Das neue Modell beinhaltet einige grundlegende Vereinfachungen, die folgend aufgelistet sind. Durch diese Vereinfachungen kann nicht mehr von einem Jahresabschluss im Sinne des UGB gesprochen werden, da die Bilanz als solche nicht mehr aufgestellt wird und somit keinen Aufschluss mehr über die wirtschaftliche Situation des Unternehmens bietet. Bei der neuen Modellierung handelt es sich eher um eine *Kostenrechnung* als um einen Jahresabschluss, auch wenn im folgenden Abschnitt die Begriffe Bilanz und Gewinn- und Verlustrechnung weiter verwendet werden.

- Vernachlässigung des Umlaufvermögens: im alten Modell wurde das Umlaufvermögen des Jahres 2006 aus Konzern-Geschäftsberichten recherchiert und mit einer Näherungsformel in die Zukunft fortgeschrieben. Dabei kann aus keinem *Modellergebnis* abgeleitet werden, wie sich das UV tatsächlich verändern würde. Aus diesem Grund wird das UV nicht in der Berechnung berücksichtigt.
- Keine Unterscheidung in Eigen- und Fremdkapital: Nachdem das UV vernachlässigt wird, bildet das Anlagevermögen auf der Aktivseite den einzigen Posten. Dementsprechend wird die Passivseite als „*Kapital*“ bezeichnet, und es gilt Kapital = Anlagevermögen. Dabei wird angenommen, dass EK und FK mit *demselben Zinssatz* verzinst werden. Eine Akkumulation des Eigenkapitals (Einbehaltung des Bilanzgewinnes) und dessen Weiterverzinsung ist nicht vorgesehen, da es für das *operative Ergebnis* des Unternehmens nicht relevant ist. Aufgrund dieser beiden Vereinfachungen ist auch die Unterscheidung in Fremd- und Eigenkapital hinfällig. Damit geht zwar eine Möglichkeit zur Untersuchung der wirtschaftlichen Situation verloren, diese basiert aber im Originalmodell ohnehin auf vielen Annahmen und birgt daher einige Unsicherheiten.
- Unterscheidung von Fremd- und Eigenkapitalzinsen: Nachdem in der „Bilanz“ nicht mehr nach EK und FK unterschieden wird, gibt es auch in der GuV nur mehr einen Posten „Zinsen“. Diese entsprechen der Verzinsung des Anlagevermögens, also volkswirtschaftlich gesehen des eingesetzten Kapitals. Geht man davon aus, dass das Anlagevermögen seit Eröffnung des Unternehmens mit FK finanziert ist, so handelt es sich bei den Zinsen um reine FK-Zinsen. Ein Gewinn in diesem Sinn wird nicht mehr

durch eine angenommene Eigenkapitalverzinsung bestimmt, sondern hängt nun von mehreren Faktoren ab.

- Eigenwirtschaftlichkeitspreis (EWP): Das Konzept des Eigenwirtschaftlichkeitspreises wurde schon im alten Modell verfolgt. Dabei handelt es sich um jenen Endkundenpreis, den das Unternehmen mindestens verlangen muss, damit es die zu liefernde Energiemenge kostendeckend bereitstellen kann. Dieser Preis ergibt sich aus der fehlenden Differenz zwischen Kosten und Erträgen, dividiert durch die an Endkunden abgesetzte Jahresenergie. Während bei der alten Modellversion ein Gewinn (EK-Verzinsung) in den EWP einkalkuliert wurde, ist beim neuen Modell der EWP (unter der Annahme, dass das Kapital aus 100 % FK besteht) tatsächlich die Grenze für die Wirtschaftlichkeit des Unternehmens. Aus dem Verlauf des EWP im Zuge der Simulation kann die wirtschaftliche Situation des Unternehmens abgeleitet werden.
- Unternehmen ohne Endkunden: Zur Modellierung der regionalen Windunternehmen ist es erforderlich, dass Unternehmen ohne Endkundenanteile erfasst werden können (diese Unternehmen verkaufen 100 % der erzeugten Energie an andere Unternehmen). Da keine Energie an Endkunden abgesetzt wird, kann auch kein EWP berechnet werden. Aus diesem Grund wird die Differenz aus Kosten und Erlösen für solche Unternehmen als Gewinn oder Verlust ausgewiesen.
- Personalkosten für Windunternehmen: Die Personalkosten der Unternehmen werden vom Basisjahr 2006 so fortgeschrieben, wie es bereits im alten Modell implementiert wurde. Im Rahmen dieser Arbeit werden fiktive Windunternehmen angenommen (Kapitel 4.4.2 auf Seite 91), die erst ab 2012 Kraftwerke besitzen. Diesen Unternehmen können keine realen Personalkosten 2006 zugewiesen werden. Aus diesem Grund wurden aus verschiedenen Quellen, z.B. (Jeske, et al., 2005), (Svoboda, 2013) oder (tauernwind, 2014), *spezifische* Personalkosten für Windkraftanlagen ermittelt. Diese liegen im Bereich von 3.250 €/MW (Annahme) bis 5.200 €/MW (realer Windpark), so dass ein runder Wert von 5.000 €/MW für diese fiktiven Unternehmen angenommen wurde.

Diese wesentlichen Vereinfachungen und Änderungen am Modell werden in Folge an einer einfachen Beispielrechnung gezeigt. Alle gezeigten Euro-Beträge sind *nominell* aufgetragen.

2.6.4.1 Physikalische Annahmen und Ergebnisse der erklärenden Beispielrechnung

Wie bereits eingangs beschrieben, wird für dieses einfache Beispiel ein Land mit vier Unternehmen angenommen. Das erste Unternehmen besitzt die thermische Erzeugung, bestehend aus einem alten gasbefeuerten Dampfkraftwerk mit 250 MW Nettoleistung, einer alten Spitzenlast-Gasturbine (GT) mit 100 MW Nettoleistung und einem neuen Pumpspeicherkraftwerk mit 200 MW Netto-Turbinen- und 100 MW Pumpleistung sowie einem kleinen Anteil natürlichen Zuflusses. Das zweite Unternehmen betreibt ein altes Laufwasserkraftwerk mit 120 MW installierter Nettoleistung und einem RAV von 4.800 GWh. Außerdem

betreibt das Unternehmen einen neuen Pumpspeicher mit 100 MW Pump- und Turbinennettoleistung (ohne natürlichen Zufluss). Alle Kraftwerke dieser beiden Unternehmen sind im Basisjahr 2006 bereits in Betrieb.

Das dritte Unternehmen ist ein Windunternehmen und baut von 2006 bis 2012 Onshore-Windkraftanlagen mit unterschiedlicher Größe und unterschiedlichem RAV zu. Insgesamt umfasst der Zubau 260 MW installierter Nettotoleistung und ein RAV von 485 GWh. Das vierte und letzte Unternehmen will 2010 neu in den Markt eintreten und nimmt eine neue GuD-Anlage („combined cycle“, CC) mit 200 MW Nettotoleistung (ohne KWK) in Betrieb.

Der Endkundenverbrauch im Basisjahr 2006 beträgt 2.500 GWh und wird jedes Jahr linear um 50 GWh (entspricht 2 % im Jahr 2006) erhöht. Das thermische Unternehmen besitzt einen Endkundenanteil von 80 %, der Rest wird vom Wasserkraftunternehmen beliefert. Die Höchstlast ergibt sich im Basisjahr mit knapp über 400 MW und steigt ebenso linear mit an. Die Verbrauchscharakteristik und die Erzeugungscharakteristik der dargebotsabhängigen Kraftwerkstypen sind den österreichischen Gegebenheiten nachempfunden.

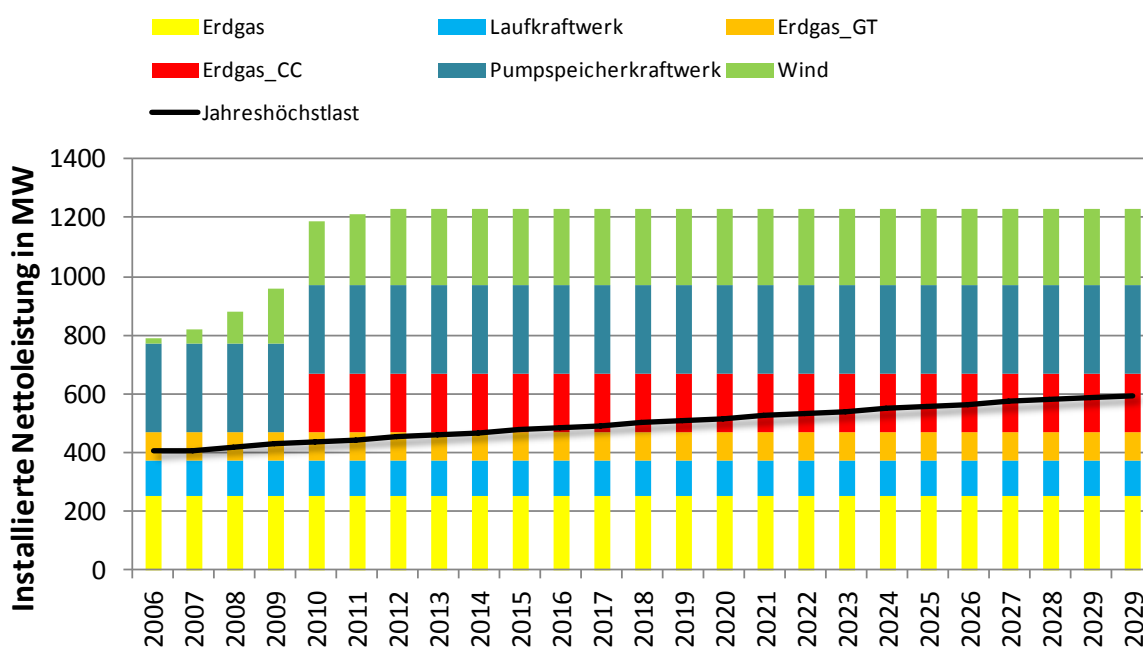


Abbildung 7: Verlauf der installierten Leistung in der angenommenen Beispielrechnung

Abbildung 7 und Abbildung 8 zeigen den Verlauf der installierten Kraftwerkskapazitäten und der Spitzenlast bzw. den aus der Simulation resultierenden Energiemix, dessen Summe der gelieferten Endkundenenergie entspricht. Über dem Energiemix ist der durchschnittliche, periodengewichtete Marktpreis (MCP) aufgetragen.

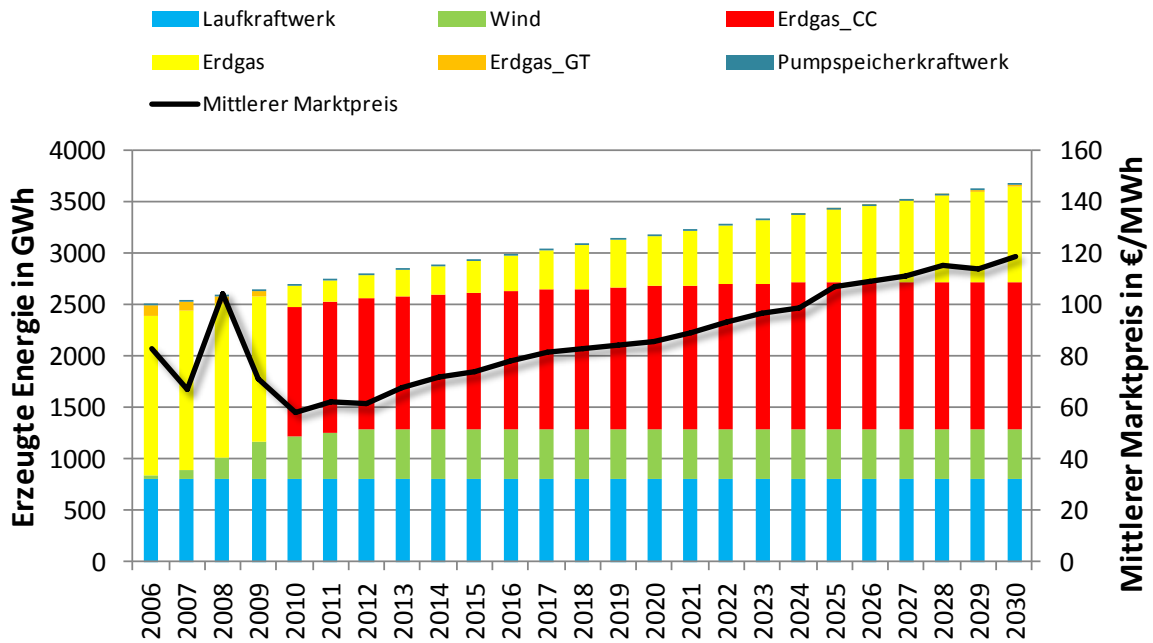


Abbildung 8: Energiemix und mittlerer Marktpreis als Ergebnis der Simulationsrechnung

2.6.4.2 Das thermische Elektrizitätsunternehmen

Dieses Unternehmen setzt aufgrund des großen Endkundenanteiles die eigenen Kraftwerke nur zur Deckung derselben ein und kauft noch einen geringen Teil am Markt zu. Abbildung 9 zeigt, dass die Kosten zur Gänze über den Verkauf an die Endkunden gedeckt werden müssen, es findet kein Verkauf von Energie an der Börse (Markt) statt.

Im Jahr 2010 wird das GuD-Kraftwerk der Konkurrenz gebaut, was deutliche Rückwirkungen auf dieses Unternehmen zeigt, da das neue Kraftwerk effizienter produziert und günstiger anbieten kann. Die variablen Kosten der Erzeugung (Abbildung 9 dunkelgrün) gehen stark zurück, der Einkauf an der Börse steigt an. Auf den Eigenwirtschaftlichkeitspreis des thermischen Unternehmens hat dies sogar einen positiven Einfluss, da die Kosten dadurch in den ersten Jahren sogar sinken (Abbildung 10). Dieses Unternehmen ist ein Beispiel für ein Unternehmen mit Endkunden, bei dem der EWP als Bewertungsmaßstab herangezogen werden kann, wo aber keine Gewinne explizit angenommen oder ausgewiesen werden.

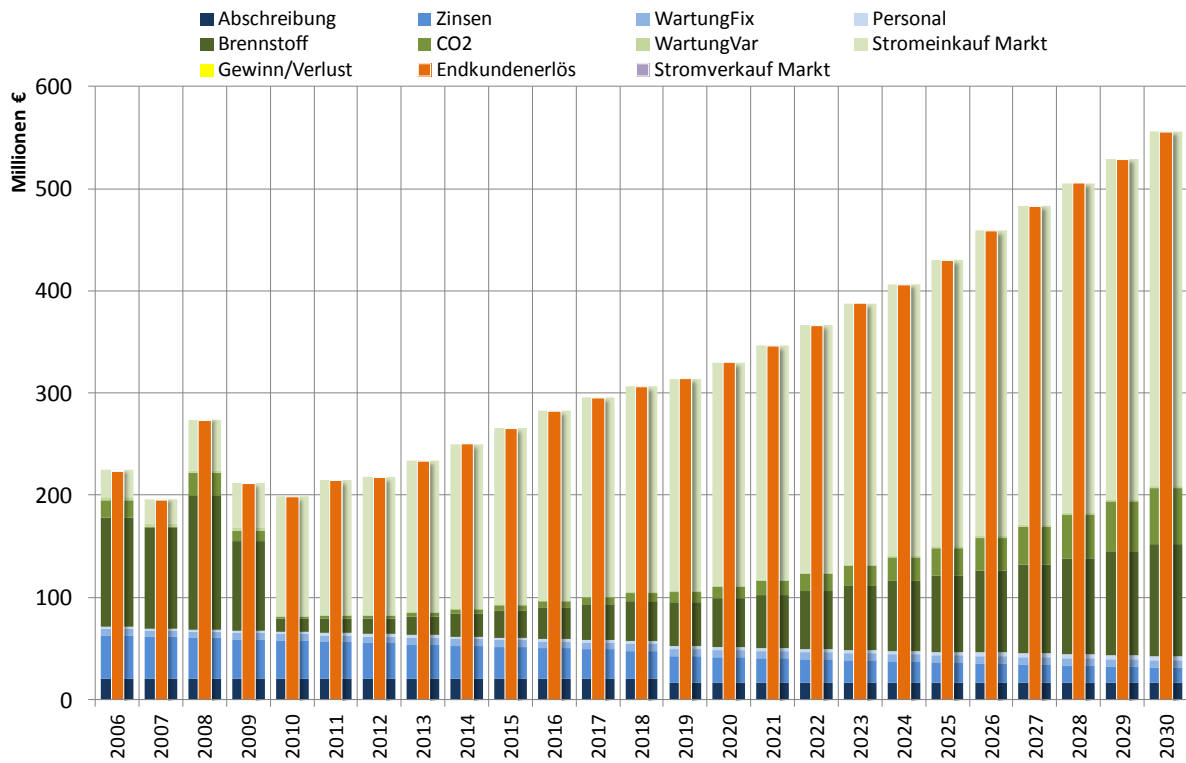


Abbildung 9: Simulierte Kosten und Erlöse des thermischen Unternehmens

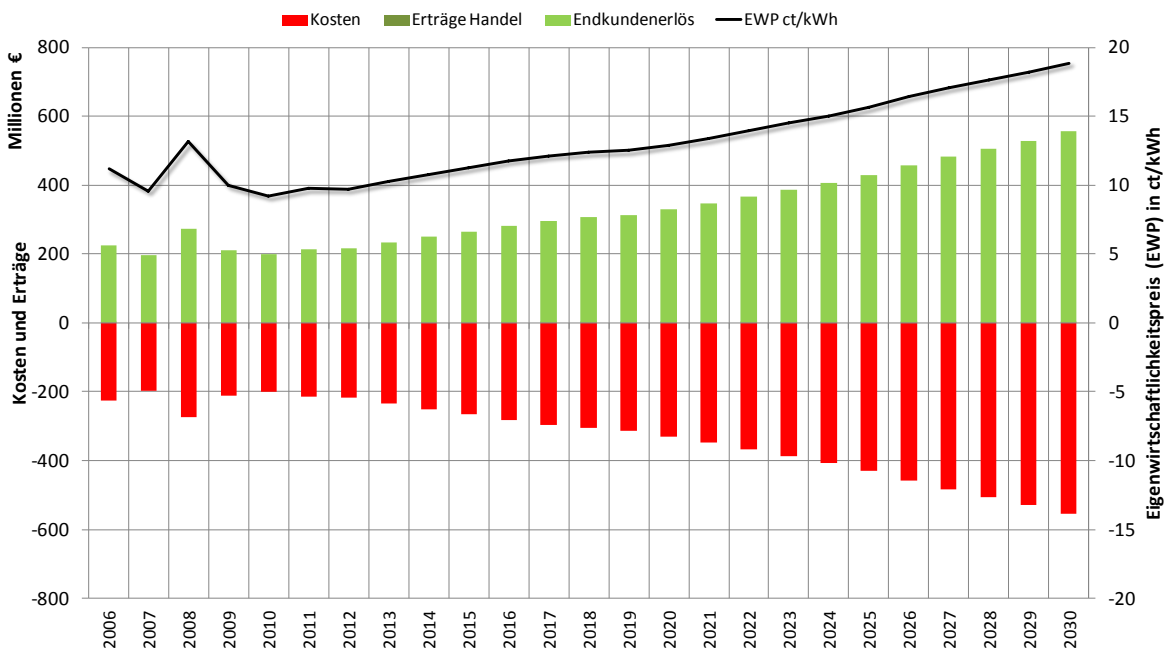


Abbildung 10: Kosten und Erlöse des thermischen Unternehmens mit Verlauf des EWP

2.6.4.3 Das Wasserkraftunternehmen

Das Wasserkraftunternehmen deckt mit einem Teil der produzierten Energie den Endkundenbedarf. Das Unternehmen muss aber aufgrund der Dargebotsabhängigkeit der Wasserkraft Strom am Markt zukaufen, kann aber auch Überschüsse verkaufen (Abbildung 11).

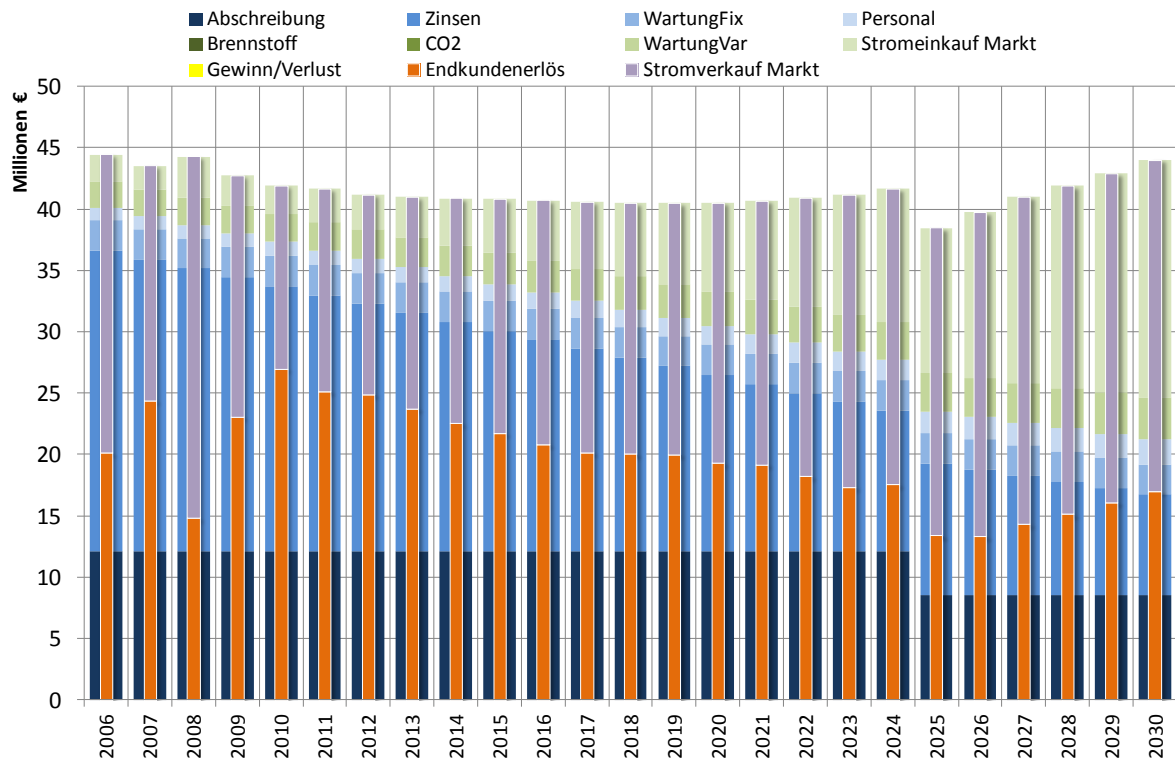


Abbildung 11: Simulierte Kosten und Erlöse des Wasserkraftunternehmens

Auch bei diesem Unternehmen wird kein Gewinn ausgewiesen, jedoch zeigt der Verlauf des EWP eine deutlich günstigere Entwicklung als jene des thermischen Unternehmens, da ein Teil der überwiegend fixen Kosten durch den Handel am Markt erwirtschaftet wird (Abbildung 12).

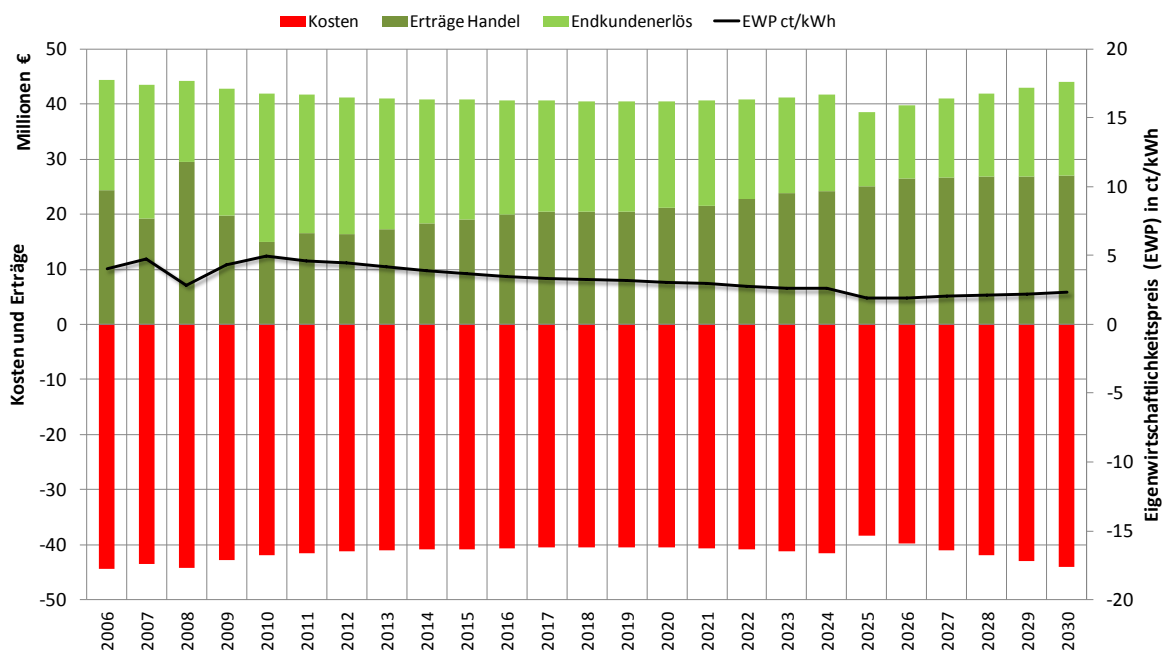


Abbildung 12: Kosten und Erlöse des Wasserkraftunternehmens dargestellt mit dem EWP

2.6.4.4 Das Windunternehmen

Das Unternehmen zeichnet sich im Vergleich zu den bisher dargestellten dadurch aus, dass es keine Endkunden beliefert, sondern die gesamte produzierte Energie am Markt verkauft. Dadurch wird kein EWP berechnet, sondern ein Gewinn bzw. Verlust ausgewiesen, wie in Abbildung 13 gelb dargestellt ist.

Es zeigt sich, dass in den ersten Jahren, in denen die Windkraftkapazitäten aufgebaut werden, die Fixkosten rasant steigen und das Unternehmen am Markt nicht wirtschaftlich arbeiten kann. Erst ab 2015 sind die Fixkosten soweit gesunken und der Marktpreis gestiegen, dass Gewinne erwirtschaftet werden können. Ab diesem Zeitpunkt profitiert das Unternehmen von den steigenden Primärenergiepreisen und den sinkenden Fixkosten, da gemäß Annahme keine Kapazitäten mehr zugebaut werden.

Ab 2026 ist gut zu beobachten, wie die jährlich zugebauten Windparks sukzessive abgeschrieben werden und sich die Fixkosten dementsprechend reduzieren. Übrig bleiben schlussendlich die fixen und variablen Wartungs- und Betriebskosten sowie die Personalkosten.

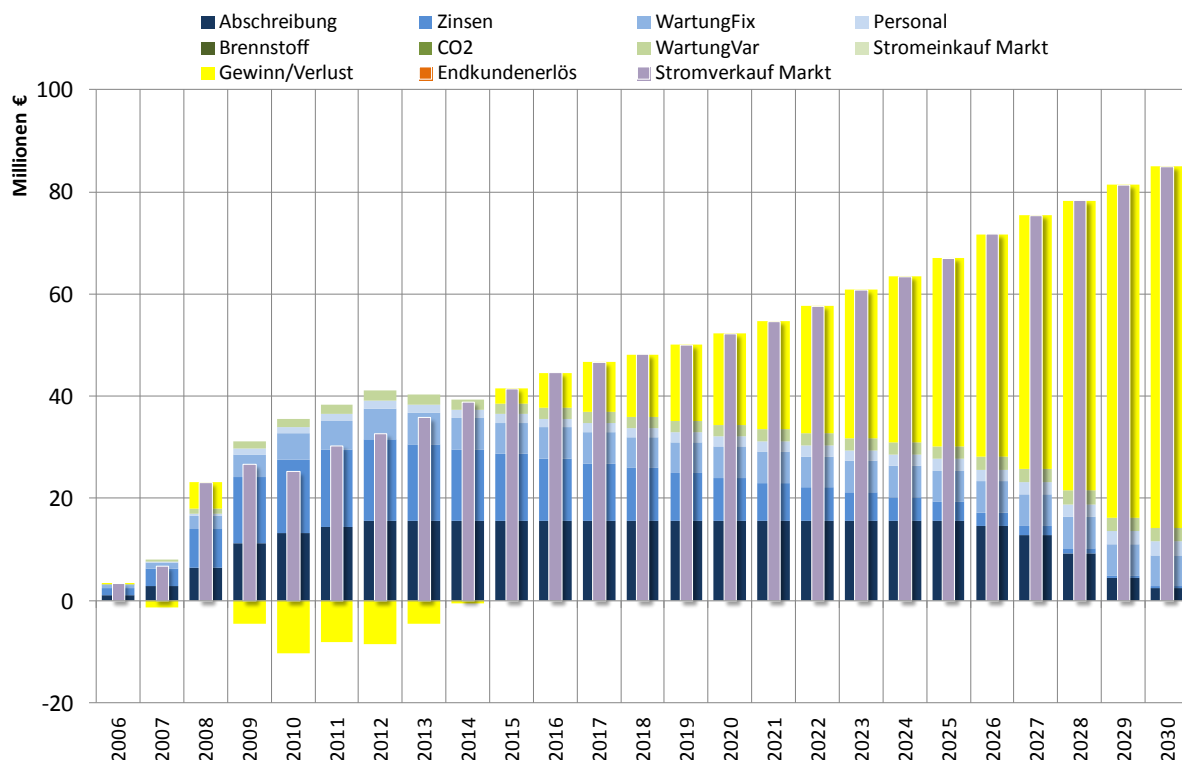


Abbildung 13: Simulierte Kosten und Erlöse des Windunternehmens

2.6.4.5 Das Startup-Unternehmen mit einer GuD-Anlage: durchgerechnetes Beispiel

Dieses Unternehmen wurde so modelliert, dass es nur ein einziges Kraftwerk besitzt, und daher die Aufschlüsselung der Kosten und Erträge sehr gut nachvollziehbar wird. Deswegen werden die Simulationsergebnisse für dieses Unternehmen für das Jahr 2010 in Folge Schritt für Schritt mit Zahlen dargestellt.

Im Jahr 2010 geht dieses Kraftwerk erstmals in Betrieb. Im Modell wird nur ein Inbetriebnahmejahr hinterlegt, so dass für ein Kraftwerk immer der 1.1. dieses Jahres als Stichtag der Inbetriebnahme gilt. Die Anschaffungskosten für das Kraftwerk betragen in der Simulation 142.875.423 €, das entspricht bei 220 MW angenommener Bruttoleistung spezifischen Investitionskosten von rund¹⁸ 650 €/kW. Die wirtschaftliche Nutzungsdauer wird mit 20 Jahren angenommen, so ergibt sich die jährliche Abschreibung zu Formel (2.6).

$$AfA = \frac{K_I}{ND_W} = \frac{142.875.423 \text{ €}}{20 \text{ ae}} = 7.143.771 \text{ €/a} \quad (2.6)$$

mit: AfAAbsetzung für Abnutzung (jährliche Abschreibung) in €/a
 K_IGesamte Investitionskosten in €
 ND_W..... Wirtschaftliche Nutzungsdauer in Jahren

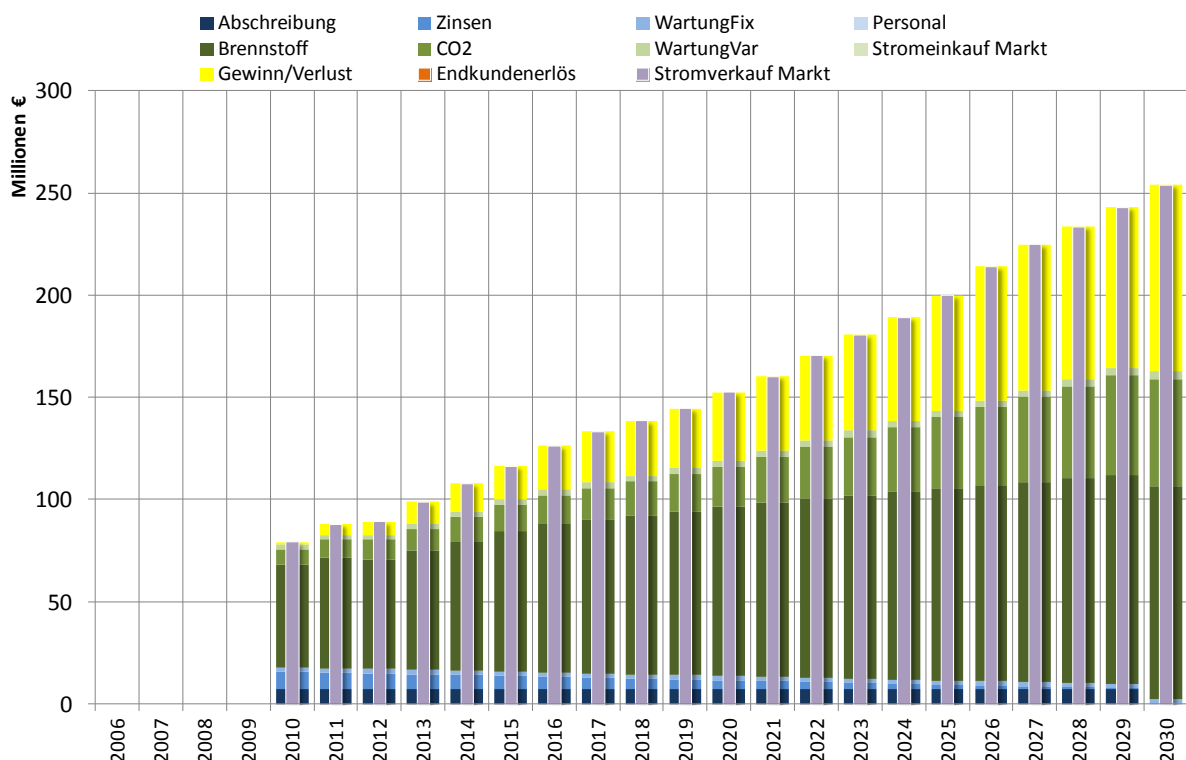


Abbildung 14: Simulierte Kosten und Erträge des Startup-Unternehmens

¹⁸ Durch die Berücksichtigung der Lernkurveneffekte ergeben sich keine „runden“ Zahlen im Modell.

Die Zinsen werden als nomineller Satz von 6 % angenommen. Diese setzen sich zusammen aus 3 % Realzinssatz, 2 %-Punkte Inflation und 1 %-Punkt Risikozuschlag. Als Grundlage für die Berechnung der Zinsen wird der Buchwert der Anlage herangezogen – es gilt also die Annahme, dass im Falle einer Fremdkapitalfinanzierung Tilgungen in Höhe der AfA zurückgezahlt werden. Es ergeben sich für 2010 Zinsen gemäß Formel (2.7).

$$K_{Zi} = RBW_{1.1} \cdot i = 142.875.423 \text{ €} \cdot 0,06 = 8.572.525 \text{ €} \quad (2.7)$$

mit: K_{Zi} Aufwendungen für Zinsen im Jahr 2010 in €
 $RBW_{1.1}$ Restbuchwert am Anfang des Jahres in €
 i nomineller Zinssatz, Annahme von 6 %

Die fixen Wartungskosten sind mit einem Satz von 9.700 €/MW_{br} für diesen Kraftwerkstyp hinterlegt. Damit ergeben sich bei 220 MW brutto 2.134.000 € pro Jahr. Die Personalkosten wurden mit 30.000 € für das Jahr 2006 willkürlich gewählt¹⁹ und betragen für das Jahr 2010 fortgeschriebene 33.765 €. Dabei ist ein jährlicher Anstieg der Personalkosten von 3 % p.a. berücksichtigt, was einen Indexwert von 1,125509 im Jahr 2010 ergibt (2006 = 1,00). Die installierte Leistung kann bei diesem Unternehmen nicht berücksichtigt werden, da die Kraftwerkskapazitäten 2006 null sind und damit der Term $P_{inst,2010} / P_{inst,2006}$ vom Modell nicht ausgewertet werden kann.

Die variablen Kosten werden bestimmt durch die im Jahr 2010 produzierte Energiemenge von 1268,1 GWh. Bei einem Erdgaspreis von 23,264 €/MWh_{th} und einem angenommenen Wirkungsgrad von 58,7 % ergeben sich Brennstoffkosten gemäß Formel (2.8):

$$K_{BS} = \frac{W_{el}}{\eta} \cdot p_{BS} = \frac{1.268.100 \text{ MWh}_{el}}{0,587} \cdot 23,264 \frac{\text{€}}{\text{MWh}_{th}} = 50.257.373 \text{ €} \quad (2.8)$$

mit: K_{BS} Brennstoffkosten 2010 in €
 W_{el} Produzierte elektrische Energie in MWh_{el}
 η Wirkungsgrad der Anlage, einheitslos
 p_{BS} Brennstoffpreis in €/MWh_{th}

Auch wenn im Rahmen dieser Arbeit keine Berücksichtigung von CO₂-Kosten vorgesehen ist, wurde das Modell mit der Funktionalität ausgestattet, diese zu berücksichtigen. Die Beispielrechnung wurde mit einem CO₂-Preis von 17,12 €/t_{CO2} durchgeführt. Daraus ergeben sich die CO₂-Kosten gemäß Formel (2.9).

¹⁹ Da die absolute Höhe für die Beispielrechnung irrelevant ist, wurde ein beliebiger Betrag gewählt, der in Realität für ein gleichwertiges Unternehmen aber deutlich höher sein wird.

$$\begin{aligned}
 K_{CO_2} &= \frac{W_{el}}{\eta} \cdot f_{CO_2} \cdot p_{CO_2} \\
 &= \frac{1.268.100 \text{ MWh}_{el}}{0,587} \cdot 0,202 \text{ t/MWh}_{th} \cdot 17,21 \frac{\text{€}}{t_{CO_2}} \\
 &= 7.510.133 \text{ €}
 \end{aligned}
 \tag{2.9}$$

mit: K_{CO_2} CO₂-Zertifikatekosten²⁰ 2010 in €
 f_{CO_2} CO₂-Emissionsfaktor in kg/kWh_{th}
 p_{CO_2} Zertifikatepreis in €/t_{CO₂}

Die sonstigen variablen Wartungs- und Betriebskosten werden mit 1,6 €/MWh_{el} angenommen und ergeben für das Jahr 2010 insgesamt 2.028.960 €. Die bisherigen Ergebnisse sind in Tabelle 1 zusammengefasst:

Tabelle 1: Ergebnisse aus der Beispielrechnung und resultierender Gewinn

Fixkosten	in €	Variable Kosten	in €	Gegenüberstellung	in €
Abschreibung	7.143.771	Brennstoff	50.257.373	Erträge	79.211.631
Zinsen	8.572.525	Emissionen	7.510.133	Kosten	-77.680.507
Wartung/Betrieb	2.134.000	Wartung/Betrieb	2.028.960		
Personal	33.765				
Summe	17.884.061	Summe	59.796.466	Ergebnis	+1.531.124

Der Ertrag ergibt sich aus dem Börsenhandel laut Marktmodell aus der Simulation mit 79.211.631 € für 2010. Nach Abzug aller Kosten bleibt dem Unternehmen in diesem Jahr ein Gewinn von rund 1,5 Millionen Euro.

2.6.4.6 Weitere beispielhafte Auswertungen zum überarbeiteten Modell

Ziel der Überarbeitung war nicht nur das Vereinfachen des Jahresabschlusses zu einer Kostenrechnung, sondern auch das Erstellen neuer Funktionalitäten, die in Folge anhand der Beispielrechnung kurz vorgestellt werden. Einerseits ist dies die Möglichkeit zur Darstellung der Fixkosten nach Kraftwerkstyp und Alter, wobei die in ATLANTIS integrierten Typen zur besseren Übersicht in Aggregate zusammengefasst wurden (Abbildung 15).

In Abbildung 16 sind dieselben Fixkosten dargestellt, allerdings nach Inbetriebnahmejahr der Kraftwerke. Hier stehen ebenso wie in Abbildung 15 besonders die teuren Pumpspeicher heraus, welche 2006 in Betrieb gehen.

²⁰ Ohne Annahme jeglicher kostenlos zugeteilter Zertifikate

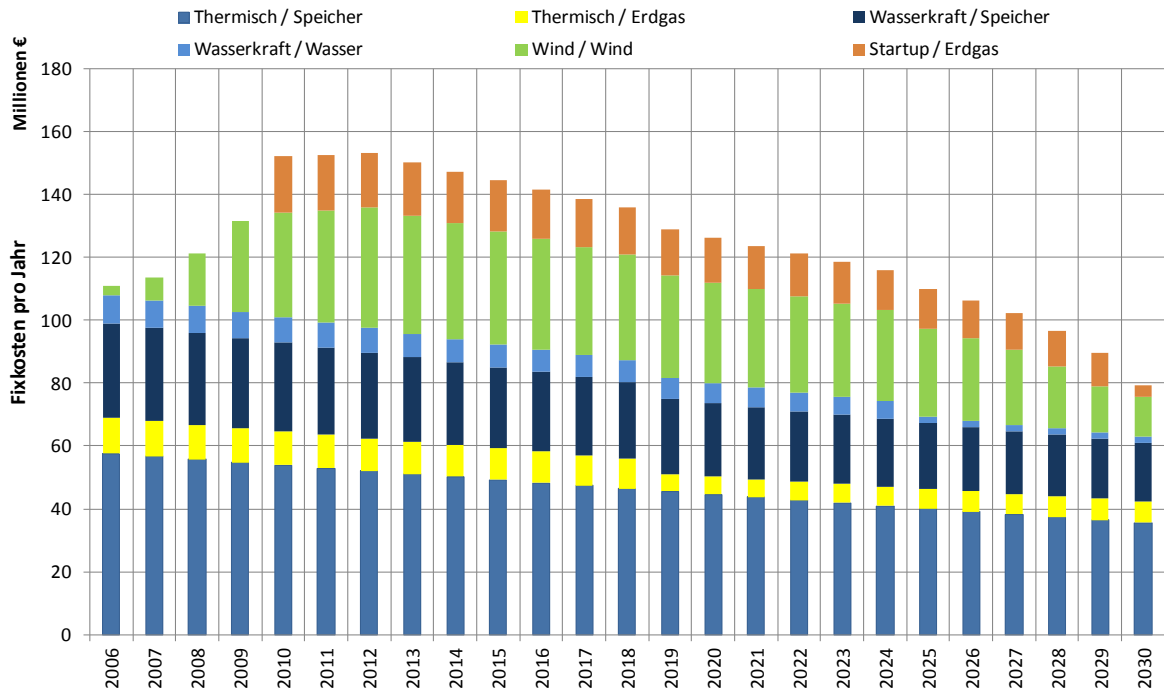


Abbildung 15: Verlauf der simulierten Fixkosten nach Unternehmen / Kraftwerkstyp-Aggregat

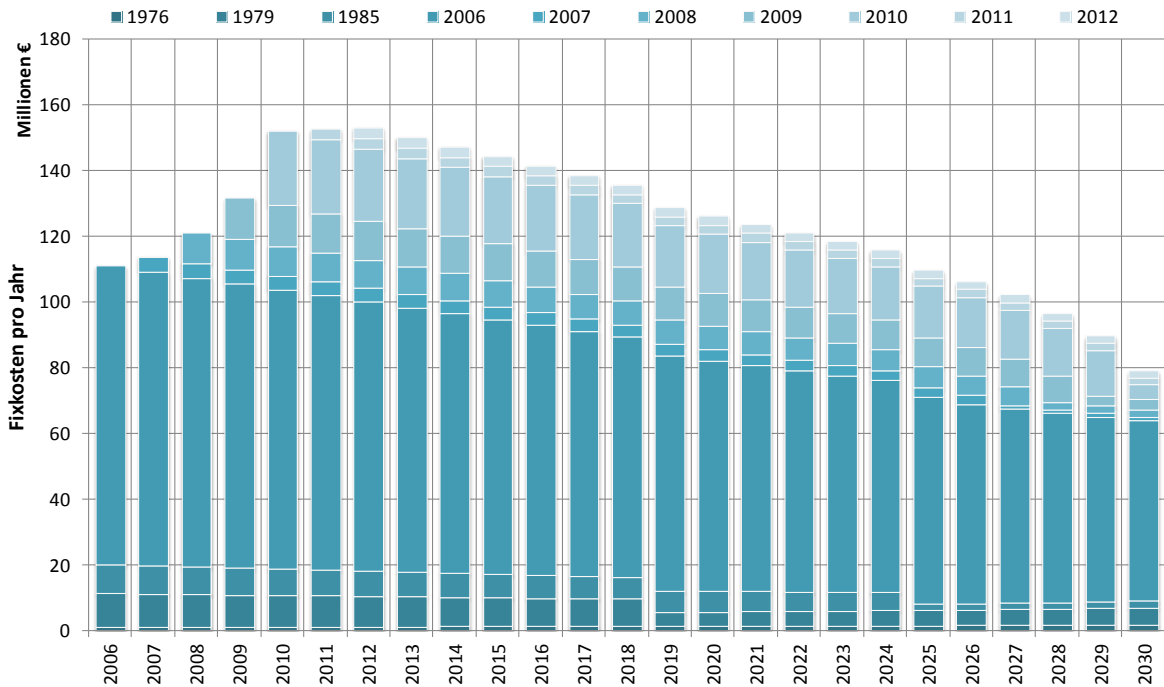


Abbildung 16: Verlauf der simulierten Fixkosten nach Inbetriebnahmejahr

2.7 Grundannahmen zu den verwendeten Szenarien

In den folgenden Abschnitten werden für die Modellrechnungen mit ATLANTIS verschiedene Szenarien hinterlegt. Die Grundannahmen dieser Szenarien sind über alle Kapitel dieselben, wengleich für die unterschiedlichen Fragestellungen bestimmte Adaptierungen vorgenommen werden müssen.

Die meisten Forschungsfragen in dieser Arbeit werden mit Hilfe der *Szenariorechnung* beantwortet, wobei ein bestimmtes Ausbauszenario jeweils mit einem Referenzszenario verglichen wird, und die Folgen der Entscheidung für die jeweilige Ausbaustrategie anhand der Differenzen der beiden Szenarien (unter Beibehaltung aller anderen Annahmen des Referenzszenarios – *ceteris paribus*) abgeleitet werden.

2.7.1 Das Referenzszenario

Als Basis für das Referenzszenario wird eine fiktive Annahme gewählt, in dem der Kraftwerkspark von 2011 in Deutschland „festgehalten“ wird. Das bedeutet, dass nach 2011 außer Betrieb gehende Kraftwerke durch neue Einheiten *desselben Typs und derselben Größe am selben Ort* ersetzt werden²¹. Zusätzliche Zubauten sind nicht vorgesehen. Die einzigen Ausnahmen bilden Kernkraftwerke, welche entsprechend der derzeitigen politischen Vorgaben bis 2022 auslaufen, und Ölkraftwerke, welche am Ende ihrer Lebensdauer durch Erdgaseinheiten ersetzt werden.

Das Verbrauchsverhalten wird in Deutschland dem Trend der letzten Jahre folgend als konstant angenommen. Dadurch lässt sich das bestehende System auch bis 2030 fortschreiben und ist gemäß Simulationsrechnung ausreichend für einen funktionierenden Systembetrieb.

In allen umliegenden Ländern wurden zukünftige Kraftwerks- und Leitungsprojekte sowie Verbrauchsentwicklungen recherchiert und in das Modell eingepflegt. Der Ten Year Network Development Plan (TYNDP) 2010 wurde für alle Länder implementiert und um wesentliche Projekte²² des TYNDP 2012 erweitert. In Deutschland dient das „Startnetz“ des Szenariorahmens zum NEP 2012 (BNA, 2012) als Grundlage. Zusätzlich wurden zur Integration des Wind- und Photovoltaikausbaus in den folgenden Ausbauszenarien HGÜ-Korridore gemäß aktueller Ausbauvorhaben der ÜNB modelliert, welche 2022 in Betrieb gehen. Dies ist eine konservative Annahme, da 2022 die letzten Kernkraftwerke vom Netz gegangen sind und *spätestens* zu diesem Zeitpunkt Netzverstärkungsmaßnahmen notwendig werden.

Die modellierte Struktur des Netzes und die Annahme konstanten Verbrauchs in Deutschland ist über alle Szenarien hinweg dieselbe und wird nicht verändert. Die Annahme der Brennstoffpreisentwicklungen erfolgte ebenfalls auf Basis des Szenariorahmens NEP 2012 (BNA, 2012) für das Szenario B-2032 für Deutschland. Die Primärenergiepreise der anderen

²¹ Unter Berücksichtigung von Wirkungsgradsteigerungen und Investitionskostenveränderungen (Lernkurven)

²² z.B. relevante grenzüberschreitende Leitungsprojekte

simulierten Länder wurden auf Basis des World Energy Outlook 2010 (New Policies Scenario) mit einem ökonomischen Brennstoffpreismodell modelliert, vgl. (EZG, 2012 S. 42ff).

Die Datengrundlage des Referenzszenarios insbesondere im Hinblick auf alle berücksichtigten Länder außerhalb Deutschlands wurde in gemeinschaftlicher Arbeit mit Hütter (Hütter, 2014) im Zuge beider Dissertationen erarbeitet.

Bei den ersten Simulationsläufen mit dem Referenzszenario konnte festgestellt werden, dass der Zubau einiger der angenommenen Szenariokraftwerke aufgrund der Einsatzzeiten nicht notwendig erscheint. Alle untersuchten Kraftwerke werden weder nach Markt noch nach Redispatch mehr als 10 % ihrer theoretischen maximalen Auslastung²³ gefahren, somit ist die Anlage nicht marktfähig und auch nur begrenzt systemrelevant. Die endgültig angenommene Entwicklung des Kraftwerksparks zeigt Abbildung 17. Insgesamt neun Einheiten wurden nach folgenden Kriterien ausgewählt und nachträglich aus dem Szenario entfernt.

- Die Anlagen werden nach Markt im betrachteten Zeitraum *nie* eingesetzt
- Die Anlagen wurden in mindestens drei aufeinander folgenden Jahren auch nach Redispatch nie eingesetzt, *oder...*
- ... die jährlich erzeugte Energiemenge ist nie größer als 3 % der theoretisch verfügbaren Energie.

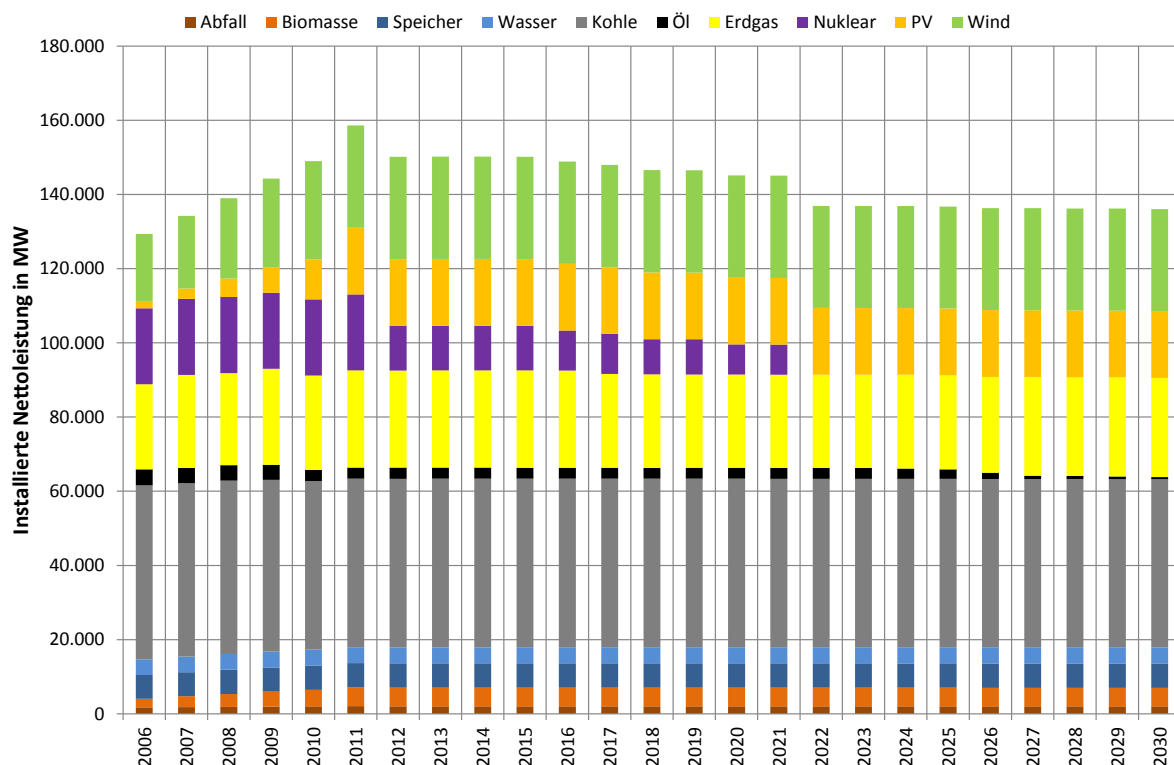


Abbildung 17: Endgültige Entwicklung des Kraftwerksparks im Referenzszenario

²³ Unter Berücksichtigung von technischer Verfügbarkeit und Wartung sowie Regelleistungsvorhaltung

2.7.2 Annahmen zum Ausbau von Wind in Deutschland

Als Szenario „Windausbau“ werden die Annahmen für den Ausbau der Windkraft entsprechend dem Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan 2012 (BNA, 2012), Szenario B-2032 hinterlegt. Dies entspricht einem Zubau von 58 GW Windenergie (on- und offshore) 2012 bis 2030, der auf das Referenzszenario aufgebaut wird. Im Laufe der Erstellung dieser Arbeit wurde das Windkraftszenario immer wieder variiert, hauptsächlich aufgrund von Veränderungen bei politischen Vorgaben zum Ausbau insbesondere von Offshore-Windkraft. In der letzten Version, deren Ergebnisse in dieser Arbeit dargestellt sind, wird die Offshore-Windkraft auf 6,5 GW beschränkt, und die neuen Ausbaukorridore aus der geplanten EEG-Novelle sowohl für Onshore- als auch für Offshorewindkraft werden berücksichtigt. Dies ergibt eine reduzierte gesamt installierte Leistung an Windkraftanlagen von knapp 41 GW im Jahr 2030 (Abbildung 18). Der Verlauf des Kraftwerksparks ist in Abbildung 19 dargestellt.

Die Annahmen zum Regelarbeitsvermögen (RAV) der Windkraftanlagen wurden nicht zur Gänze aus dem Szenariorahmen übernommen, da dieser eine konstante VLS-Zahl über ganz Deutschland von 2.100 Stunden onshore und 3.250 Stunden offshore vorsieht (BNA, 2012 S. 46). Für Offshoreanlagen wurde die Annahme übernommen, während für eine regionale Untersuchung eine neue Modellierung des RAV der Onshoreanlagen vorgenommen werden musste. Details zur Modellierung sind in Kapitel 4.5 ab Seite 94 beschrieben.

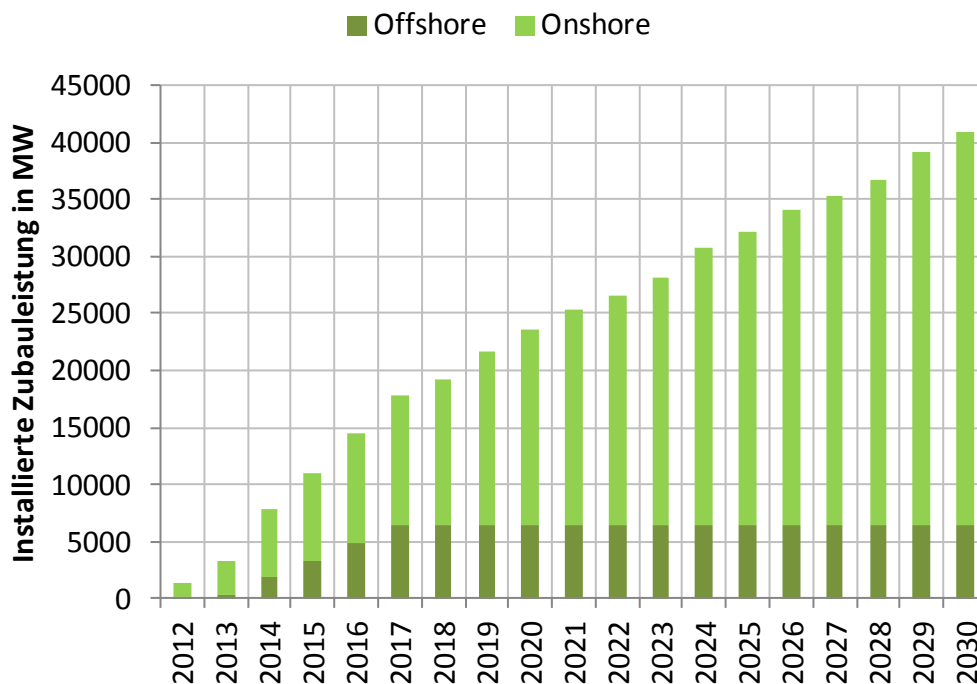


Abbildung 18: Angenommene Entwicklung der zusätzlich installierten Windkrafterzeugung im Szenario „Windausbau“

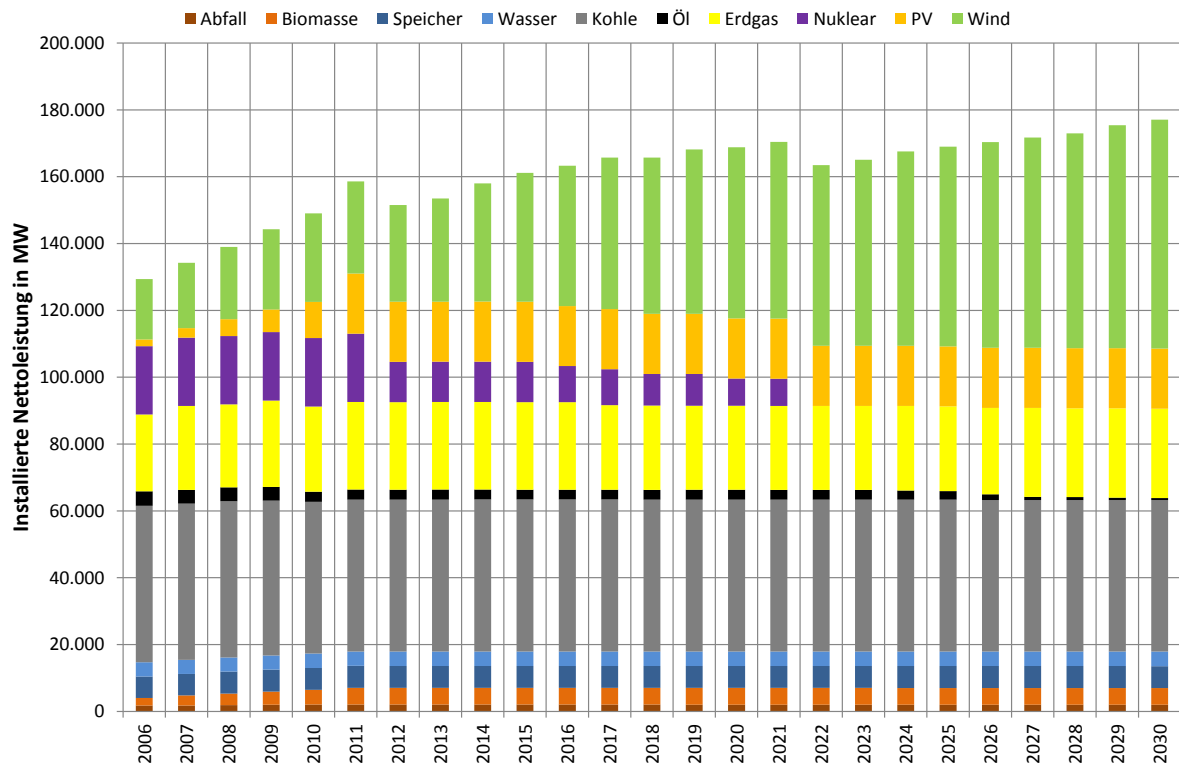


Abbildung 19: Endgültige Entwicklung des Kraftwerksparks im Szenario „Windausbau“

2.7.3 Annahmen zum Ausbau der Photovoltaik in Deutschland

Analog zur Windkraft werden auch bei der Photovoltaik die Annahmen zum Ausbau der PV aus dem Netzentwicklungsplan, Szenario B-2032, entnommen (BNA, 2012). Dies bedeutet einen modellierten Zubau von PV-Anlagen von knapp über 44 GW zwischen 2012 und 2030. Zusammen mit den bereits bestehenden Anlagen 2011 wird der Förderungsdeckel von 52 GW im Jahr 2022 überschritten. Verschiedene Quellen, z.B. (Bode, 2013), sprechen sich jedoch dafür aus, dass auch nach dem Erreichen dieses Deckels der PV-Zubau in Deutschland nicht abrupt aufhört, sondern weiter voranschreitet, wenn auch nicht so intensiv wie bisher. Dies ist in den Annahmen entsprechend berücksichtigt (Abbildung 20). Den gesamten Szenariopfad für das Szenario „Photovoltaikausbau“ zeigt Abbildung 21.

Auch bei der Photovoltaik wurden die Annahmen aus dem Szenariorahmen bezüglich RAV nicht übernommen. Hier sieht der Szenariorahmen 800 Stunden pro Jahr für das gesamte deutsche Bundesgebiet vor (BNA, 2012 S. 46), was ebenso eine regionale Auswertung nicht zulässt. Die Neumodellierung der Volllaststunden und des RAV auf Basis meteorologischer Daten aus dem Projekt PVGIS sind in Kapitel 4.6 ab Seite 102 beschrieben.

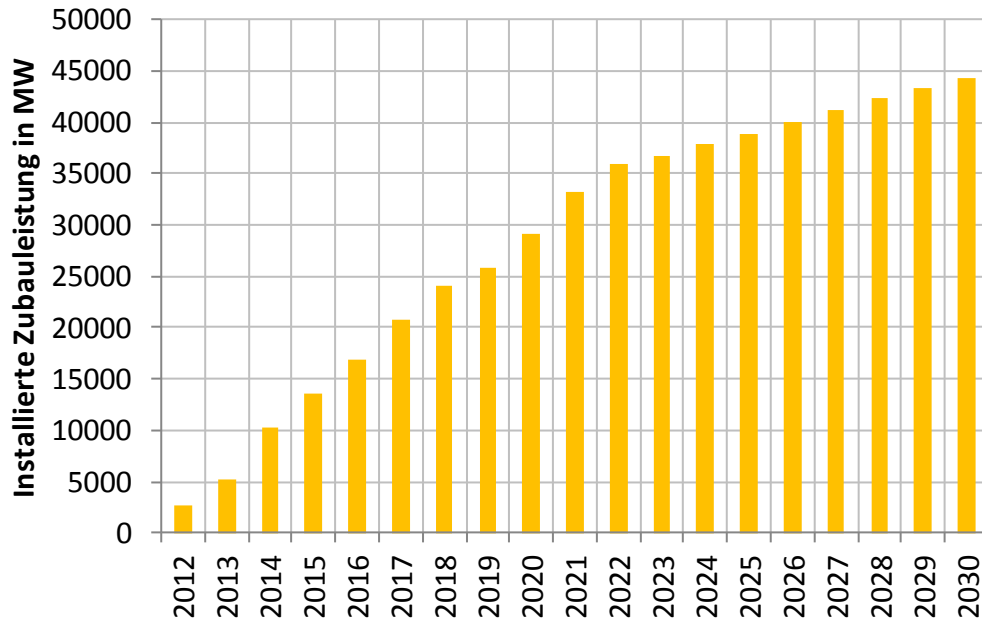


Abbildung 20: Annahme zum PV-Ausbau 2012-2030 in Deutschland für das Szenario „Photovoltaikausbau“

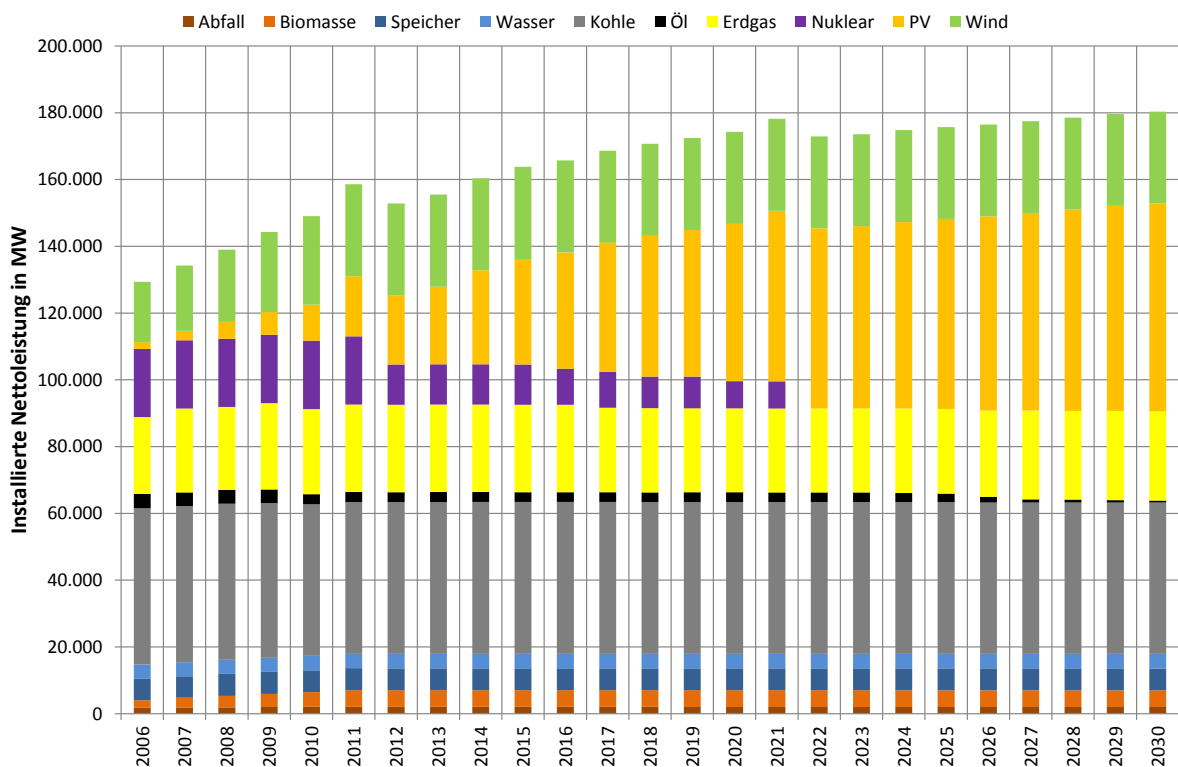


Abbildung 21: Endgültige Entwicklung des Kraftwerksparks im Szenario „PV-Ausbau“

2.7.4 Gemeinsamer Ausbau von Wind und Photovoltaik

Im Szenario „Gemeinsamer Ausbau“ werden die vorangehend beschriebenen Szenarien für Wind und PV miteinander kombiniert, um eventuelle Synergieeffekte feststellen zu können. Die Zeitlinie des gemeinsamen Szenarios ist in Abbildung 22 dargestellt.

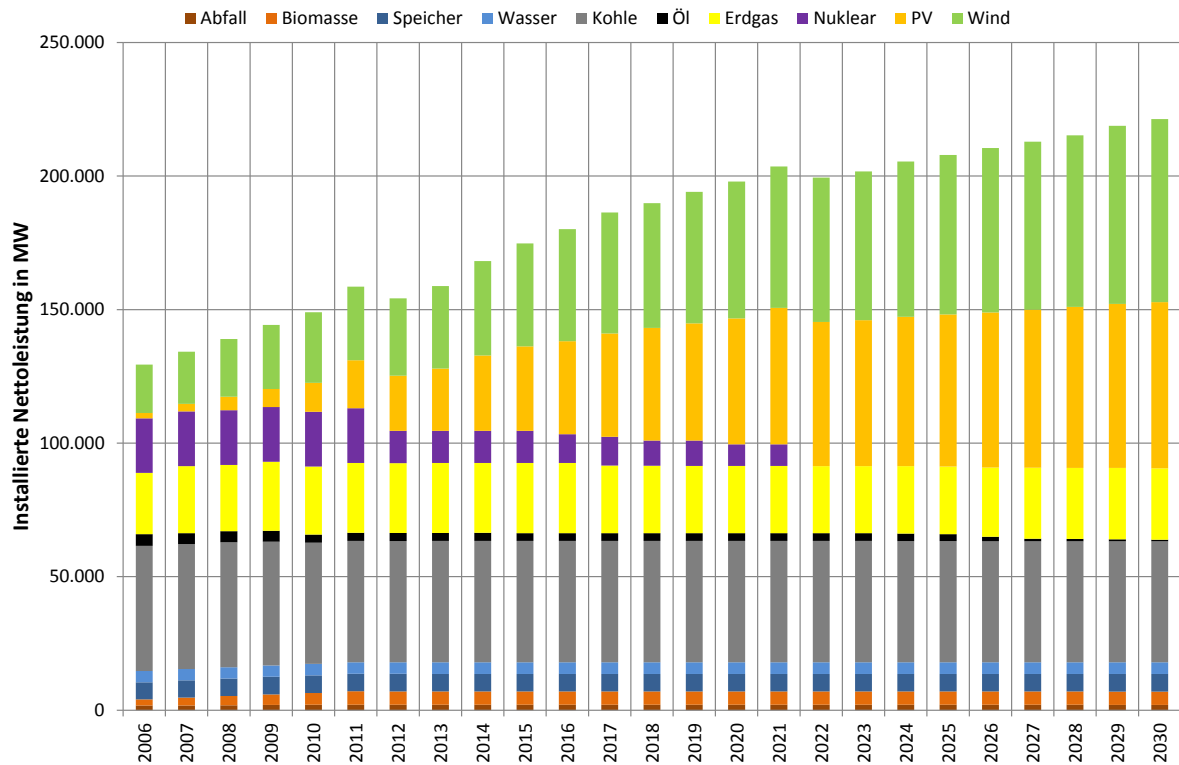


Abbildung 22: Entwicklung des Kraftwerksparks im Szenario „gemeinsamer Ausbau“

Für die gesamtsystemische Bewertung von Wind und PV (Kapitel 4) werden alle Szenarien noch weiter variiert. Der Verlauf der Kraftwerksparkentwicklungen für die jeweiligen Szenariovarianten befindet sich im Anhang 8.2.1.

3 Der Wert der Energy-Only-Strombörse

Das seit der Liberalisierung des Strommarktes in Mitteleuropa vorherrschende Marktsystem ist der „Energy-Only“-Markt (EOM), also der Handel mit dem Gut elektrische Energie. Neben dem OTC-Geschäft („Over The Counter“, bilateraler Handel) ist die Strombörse ein zentrales Element dieses Marktsystems, an der nach dem Einheitspreisverfahren elektrische Energie sowie finanzielle Derivate (Termingeschäfte) gehandelt werden können. Gemäß der volkswirtschaftlichen Theorie treffen an dieser Börse Angebot und Nachfrage aufeinander, und an der Stelle, wo sich diese treffen, bildet sich der Preis für das gehandelte Gut. Durch die Besonderheiten des Gutes elektrische Energie verhalten sich Angebot und Nachfrage in der Elektrizitätswirtschaft aber *anders* als in der allgemeinen Theorie (Abbildung 23).

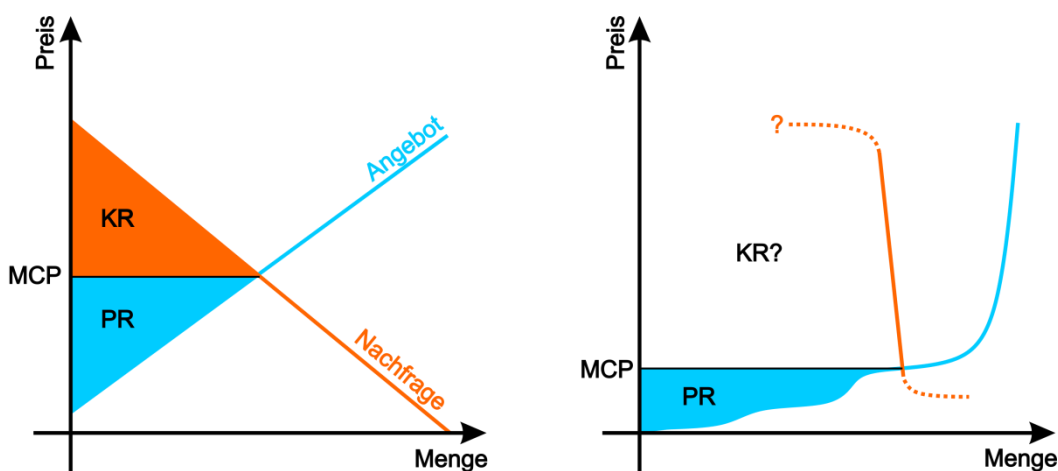


Abbildung 23: Angebot und Nachfrage am Markt – links: allgemeine volkswirtschaftliche Theorie, vgl. (Samuelson, et al., 2007 S. 92), (Frantzke, 1999 S. 253), (Mankiw, 2000 S. 9) u.a. rechts: gängige Praxis in der Elektrizitätswirtschaft, vgl. z.B. (Stigler, 1999), (Ockenfels, et al., 2008)

Die Angebotskurve in der Elektrizitätswirtschaft zeichnet sich durch eine ausgeprägte *Heterogenität* aus, bedingt durch die verschiedenen Möglichkeiten der Energieumwandlung, und bildet sich aus den Grenzkosten der einzelnen Einheiten, vgl. (Ockenfels, et al., 2008 S. 65f). Die Produzentenrente (PR) in Abbildung 23 stellt dabei einen Beitrag zur Deckung der im Angebot nicht enthaltenen Fixkosten dar.

Angebot und Nachfrage verhalten sich in der Elektrizitätswirtschaft anders als in der Theorie. Die Nachfragekurve ist nicht durchgängig definiert und die Angebotskurve zeichnet sich (a) durch eine ausgeprägte Heterogenität der Erzeugungsstruktur und (b) durch die Bildung aus Grenzkosten anstatt Vollkosten aus.

Die aktuellen Veränderungen im Elektrizitätssystem – die vielzitierte „Energiewende“, also insbesondere der forcierte Ausbau der erneuerbaren Energien – zeigen, dass dieser Beitrag für einige Kraftwerke derzeit nicht mehr ausreicht, um eine Deckung zu gewährleisten. Dies ist besonders bei jenen konventionellen Kraftwerken der Fall, die relativ hohe Fixkosten aufweisen und nur selten in Zeiten höherer Nachfrage oder geringem Dargebot aus erneuerbaren Energieträgern eingesetzt werden. Dazu gehören vor allem neuere Einheiten,

was auch derzeitige Schließungsvorhaben bestimmter Kraftwerksblöcke in Deutschland vor deren Lebensdauerende bestätigt, siehe z.B. Kraftwerksliste der BNetzA (BNetzA, laufend). Neben den bestehenden Kraftwerken sind natürlich auch die Ausbaupläne von der derzeitigen Unsicherheit über die wirtschaftliche Zukunft des Kraftwerksbetriebs betroffen.

Aus diesem Grund wird intensiv über die Einführung eines Kapazitätsmechanismus diskutiert, der die Sicherstellung der notwendigen Kraftwerkskapazitäten zur Spitzenlastdeckung ermöglichen soll. Dabei soll eine gezielte Vergütung der fixen Kosten erfolgen, welche derzeit eher „zufällig“ bzw. nicht mehr vollständig über den Deckungsbeitrag am EOM erreicht wird. Gemäß (Samuelson, et al., 2007 S. 53) ist es eine der drei Aufgaben des freien Marktes zu bestimmen, *wie* (mit welchem Produktionsmittel) ein gewisses Gut produziert wird. Im Sinne der Gewinnmaximierung von einzelnen Unternehmen fördert ein freier Markt also die Effizienz der Produktionsmittel, indem eine Minimierung der Erzeugungskosten angestrebt wird.

Legt man die volkswirtschaftliche Theorie auf den Energiemarkt am Stromsektor um, so würde dies bedeuten, dass der Einsatz der Kraftwerke *wohlfahrtsökonomisch optimiert* wird. Die Inhomogenität der Angebotskurve führt dazu, dass in erster Linie jene Technologien mit den geringsten Grenzkosten abgerufen (z.B. Erneuerbare Energien²⁴ und Kernenergie), und erst in zweiter Linie die effizienteren (meist neueren) Einheiten *innerhalb* einer Technologie bevorzugt werden. Ineffiziente, ältere Anlagen werden dadurch nur noch zu Spitzenlastzeiten eingesetzt, können zu diesen Zeiten aber noch einen wertvollen Beitrag zur Sicherstellung des *zuverlässigen Systembetriebs* leisten (siehe Kapitel 5 dieser Arbeit).

Durch Netzengpässe ist es oft nicht möglich, diesen theoretischen, optimalen Kraftwerkeinsatz unter Einhaltung eines sicheren Netzbetriebes zu realisieren. Daher muss der Netzbetreiber unter anderem mit *Redispatchmaßnahmen*²⁵ in den Kraftwerksbetrieb eingreifen und führt somit den Fahrplan aus dem optimalen Punkt heraus. Dies führt zu einer *Verringerung* des Wohlfahrtsdreiecks, welche in Euro ausgedrückt als eine mögliche Opportunität des Netzausbaus verstanden werden kann.

Im Laufe dieses Abschnittes wird eine Methode beschrieben, wie der Beitrag der Börse zur Optimierung des Kraftwerkseinsatzes und der Einfluss der Netzrestriktionen mit Hilfe des Modells ATLANTIS in Euro bewertet werden kann. Dieser Betrag entspricht dem Wohlfahrtsgewinn des freien Elektrizitätsmarktes bzw. durch den Börsenhandel gegenüber der monopolistischen Versorgung der Endkunden durch ein einziges Elektrizitätsversorgungsunternehmen. Als Fallstudie wird die Methode anschließend auf Deutschland angewendet und die Ergebnisse der Untersuchung dargestellt.

²⁴ Jene Technologien mit „kostenlosem“ Primärenergieträger Sonne, Wind oder Wasser. Diese stellen jedoch meist wieder eine Ausnahme dar, da sie in den meisten Ländern ohnehin einen „Einspeisevorrang“ genießen, z.B. in Form einer Abnahmeverpflichtung.

²⁵ Diese Maßnahme wird in der Reihenfolge von Engpassmanagementmaßnahmen aufgrund der Kostenintensität als letzte Maßnahme vom Netzbetreiber ergriffen, siehe dazu auch Kapitel 2.4 auf Seite 12.

3.1 Literaturüberblick

Es gibt einige Literatur über den Strommarkt und das derzeitige Design, den „Energy Only“-Markt, wenngleich sich nur wenige mit der Wohlfahrt an sich und den Wohlfahrtsgewinnen durch die Einführung der Strombörse beschäftigen. Aktuelle Literatur dreht sich hauptsächlich um das Thema Kapazitätsmärkte, Vor- und Nachteile verschiedener Ausgestaltungen und warum Kapazitätsmechanismen notwendig sind oder nicht. Wie viele wirtschaftswissenschaftliche Arbeiten basieren die meisten Veröffentlichungen zum Thema Markt auf theoretischen Annahmen (z.B. linearen Angebots- oder Nachfragefunktionen) oder Gleichgewichtsmodellen. Im Gegensatz dazu wird in dieser Arbeit ein detailliertes Sektormodell der Elektrizitätswirtschaft zur Bewertung der Wohlfahrt herangezogen.

Eine vielzitierte Literaturstelle ist das Gutachten von Ockenfels et al., welches den Preisbildungsmechanismus für Stundenkontrakte an der EEX für die Sächsische Börsenaufsicht darstellt und mit anderen Marktdesigns vergleicht (Ockenfels, et al., 2008). Das Gutachten setzt sich mit zwei der bekanntesten Marktstrukturen für Elektrizitätsmärkte auseinander – das Börsenmodell und das Poolmodell – und zeigt verschiedene Designs für Stromauktionen. Es vergleicht insbesondere das derzeit implementierte Einheitspreisverfahren mit der Pay-as-bid Auktion.

Ockenfels et al. gehen aber nicht weiter auf die Wohlfahrt oder Konsumenten- bzw. Produzentenrente ein. Betreffend das aktuelle Marktdesign zeigt die Studie u.a. die Anfälligkeit des Einheitspreisverfahrens gegenüber Kapazitätszurückhaltungen auf (Ockenfels, et al., 2008 S. 17f), hält aber dagegen, dass Pay-as-Bid-Auktionen mehr zu strategischem Bieten verleitet, so dass alle Kraftwerke links der preissetzenden Einheit in der Merit Order schlussendlich annähernd gleich viel zu bieten versuchen wie das vermeintlich preissetzende Kraftwerk. Strategisches Bieten wird im Rahmen dieser Arbeit allerdings nicht berücksichtigt, die Berechnungen erfolgen immer auf Basis von Geboten in der Höhe der Grenzkosten.

Bezüglich Preissignalen und Investitionsanreizen stand bei der Erstellung des Gutachtens noch nicht ausreichend Erfahrung mit freien Strommärkten und Investitionssignalen zur Verfügung (Ockenfels, et al., 2008 S. 43). Trotzdem wiesen Ockenfels et al. bereits damals darauf hin, dass *„auch vollständig kompetitiver Wettbewerb keine ‚angemessene‘ Erzeugungskapazität garantieren kann“* und *„[...] dass bei perfektem Wettbewerb Kapazitätsengpässe zwingend nötig sind, damit die notwendigen Investitionsanreize entstehen.“* Folgerichtig argumentieren die Autoren, dass bei Bereitstellung ausreichender Kapazitäten für eine angemessene Versorgungssicherheit – dies entspricht jedenfalls einer *Überkapazität* – *keine ausreichenden Preissignale* als Investitionsanreiz in eben diese Überkapazitäten vorhanden sind (Ockenfels, et al., 2008 S. 43f), womit vermutlich auch die Deckung der Kosten für die Erhaltung selbiger Kapazitäten nicht gewährleistet ist.

In Bezug auf Netzengpässe, insbesondere auf grenzüberschreitenden Leitungen, werden oft wohlfahrtsökonomische Auswirkungen als Argument für den Ausbau von Leitungskapazi-

täten vorgebracht. So wurde im Jahr 2006 eine Studie für die Bundesnetzagentur zur ökonomischen Bewertung von Engpassmanagementmethoden von frontier economics, consentec und des IAEW erstellt, die sich mit grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten beschäftigt (frontier economics, 2006). Es werden Wohlfahrtseffekte im Sinne von Kosteneinsparungen durch Einführung von Market Coupling auf Basis von NTCs und im zweiten Schritt die Einführung von PTDF-Matrizen für das EPM im Vergleich zu einer Variante des EPM vor Einführung von NTCs (damaliger Status Quo) mit Hilfe von Simulationen ermittelt. Die Studie beschränkt sich dabei auf die Grenzen Deutschlands zu Frankreich und den Niederlanden. Für diese Grenzen ergab die Studie einen Wohlfahrtsgewinn von acht bis zwölf Millionen Euro p.a. durch die Einführung von OMC (Market Coupling) und weiteren 20-25 Millionen Euro pro Jahr durch die zusätzliche Implementierung von PTDF-Matrizen (frontier economics, 2006 S. 23 u. 25).

Aktuelle Forschung zum Thema Netzengpässe und Wohlfahrt dreht sich u.a. um *antizipative* Netzausbauplanung, das bedeutet, dass *zuerst* das Übertragungsnetz unter Annahme optimaler Standorte ausgebaut wird, und anschließend erst die entsprechenden Erzeugungseinheiten gebaut werden. Diese vorausschauende Netzausbauplanung kann unter gewissen Bedingungen die *ökonomische Effizienz* der Kraftwerkskapazitäten steigern. Pozo et al. untersuchen beispielsweise auch Wohlfahrtseffekte, die durch proaktive Netzausbauplanung am Strommarkt entstehen können (Pozo, et al., 2012).

Zerrahn und Huppmann verfolgen in einem aktuellen Forschungsprojekt die Absicht, die Ausbaukosten der Netzinfrastruktur mit dem Nutzen durch gesteigerte Wohlfahrt (aufgrund reduzierter Marktmacht) gegenüberzustellen. Dazu implementieren die Autoren ein dreistufiges Modell, welches ähnlich dem von Pozo et al. (wohlfahrtsmaximierender Netzplaner) strukturiert ist. Zusätzlich integrieren die Autoren *strategische Erzeugung* auf dem modellierten Spotmarkt. Die Ergebnisse anhand eines einfachen Testsystems bestätigen die Ergebnisse von Pozo et al., wobei insbesondere eine Erhöhung der Konsumentenrente beobachtbar ist. Ein weiteres Ziel ist die Anwendung dieses Modells auf eine realistische europäische Netzstruktur. (Zerrahn, et al., 2014)

Das Projekt NaREM befasste sich mit der Ausgestaltung von nachhaltigen, regionalen Energy Only-Märkten zur Ausräumung von landesinternen Netzengpässen. Das Projektteam kommt in Bezug auf Effizienzen verschiedener Marktdesigns zu dem Ergebnis, dass ein Nodal Pricing-Ansatz nach US-amerikanischem Vorbild in Deutschland weniger effizient funktionieren würde. Der Ansatz von regionalem Market Splitting mit Zonenpreisen würde zwar die Versorgungssicherheit erhöhen, aber die Wohlfahrtseffekte des Marktes begrenzen. (Trepper, et al., 2013 S. 7f)

Bei der Diskussion um *Kapazitätsmärkte* wird oft betont, dass die unzureichende Kostendeckung bestehender Einheiten auf die derzeit vorherrschenden Überkapazitäten zurückzuführen ist und das Stilllegen von Kraftwerken nur die logische Folge ist, bis diese Überkapazitäten wieder abgebaut sind, vgl. u.a. (Neuhoff, et al., 2013 S. 7). Dabei stellt sich die Frage, ob das endgültige Stilllegen von *funktionsstüchtigen* Kraftwerken (die teilweise sogar

vergleichsweise „jung“ sind) nicht eine *unnötige Verschwendung* bereits aufgebauten Kapitalstocks darstellt (siehe Kapitel 5); ferner müssen bei einem Anstieg des Kapazitätsbedarfs wieder neue Kraftwerke gebaut werden, obwohl die Lebensdauer der bestehenden, aber bereits stillgelegten Einheiten noch nicht erreicht wäre. Nicht zuletzt bleibt zu erwähnen, dass nicht alle Überkapazitäten restlos abgebaut werden dürfen, bis das System an der Kapazitätsgrenze angelangt ist, da ansonsten die Versorgungssicherheit beeinträchtigt werden kann (siehe Anmerkungen zum Ockenfels-Gutachten).

Neuhoff et al. stellen schließlich bei der Diskussion möglicher Ausgestaltungsformen von Kapazitätsmärkten die Frage, die in diesem Kapitel der Arbeit geklärt werden soll (Neuhoff, et al., 2013 S. 3): muss ein neues Marktdesign auf die bisherigen Marktmechanismen verzichten, oder sollen diese auch weiterhin Teil des Systems bleiben bzw. sind diese sogar ausreichend?

3.2 Begriffsdefinitionen

Die Begriffe Wohlfahrt, Produzentenrente und Konsumentenrente entstammen der mikroökonomischen Theorie für Produktmärkte und beschreiben die *ökonomische Rente* im Falle eines effizienten Wettbewerbsmarktes (Samuelson, et al., 2007 S. 233). Die ökonomische Rente wird üblicherweise als *Wohlfahrt* bezeichnet und setzt sich aus der Konsumentenrente und Produzentenrente zusammen (Feess, 2004 S. 263). Sie kann als *Effizienzkriterium* zur Bewertung von Märkten herangezogen werden, welches laut Feess auch in der Empirie eine „herausragende Rolle“ spielt (Feess, 2004 S. 261).

Die *Konsumentenrente* (KR) ist laut Samuelson und Neuhaus „die Differenz zwischen dem Betrag, den ein Konsument für ein Gut zu bezahlen bereit ist, und dem tatsächlich entrichteten Preis.“ (Samuelson, et al., 2007 S. 1041). Sie entsteht dadurch, dass der Grenznutzen des nachgefragten Produktes für alle konsumierten Einheiten des Gutes unterschiedlich ist und (mit Ausnahme der *letzten* konsumierten Einheit) *über* dem bezahlten Marktpreis liegt. Diese Differenz entspricht daher einer Wohlfahrt für die Konsumenten und wird als Summe über alle Einheiten (integral) gebildet (Feess, 2004 S. 262).

Der grundlegende Unterschied zwischen dem theoretischen „Markt“ und der realen Strombörse liegt jedoch in der Struktur der Marktteilnehmer an der Börse. Aufgrund der Nachfragestruktur ist die Konsumentenrente nur für einige wenige, direkt am Markt agierende Großkunden eine „echte“ *Konsumentenrente*. Beim überwiegenden Teil aller Marktteilnehmer, insbesondere im deutsch-österreichischen Marktgebiet, handelt es sich aber um Elektrizitätsunternehmen. Daher wird in diesem Abschnitt der Begriff Konsumentenrente für den *Zusatznutzen der Elektrizitätsunternehmen* verwendet, der durch die eingesparten Betriebskosten jener Kraftwerke erzielt wird, die nicht für die Belieferung der eigenen Endkunden eingesetzt werden müssen, da stattdessen die Energie von anderen Unternehmen zu einem günstigeren Preis am Markt bezogen wird.

Die *Produzentenrente* (PR) ist nach Samuelson und Neuhaus jener Teil der Wohlfahrt, der die „*Renten und Gewinne von Firmen*“ beinhaltet und sich aus der Differenz der Markterlöse und den entstandenen Produktionskosten zusammensetzt (Samuelson, et al., 2007 S. 234). Dies entspricht prinzipiell auch der Definition, wie der Begriff in dieser Arbeit verwendet wird, wobei in die am Börsenpreis gemessene PR aus dem Einsatz der unternehmenseigenen Kraftwerke und eine durch den Börsenhandel (Kraftwerkstausch) zusätzlich entstehende PR unterschieden wird.

Weiters muss beachtet werden, ob Fixkosten in der Angebotskurve berücksichtigt sind oder nicht. Aufgrund des aktuellen *Marktdesigns* der Elektrizitätswirtschaft in Kontinentaleuropa wird prinzipiell mit Grenzkosten angeboten; die Fläche unter der Angebotskurve entspricht also den variablen Kosten der Produktion (Feess, 2004 S. 263). Die PR wird dadurch zum *Deckungsbeitrag* (Feess, 2004 S. 263), der nicht nur den Gewinn, sondern zusätzlich auch die anfallenden Fixkosten abdecken muss. Die Gewährleistung dieser Funktion zur Fixkostendeckung wird ebenfalls in den folgenden Abschnitten betrachtet.

3.3 Methodischer Ansatz zur Berechnung

Aufbauend auf die technische Datenbasis des Modells ATLANTIS ist die Berechnung der Produzentenrente (Fläche PR in Abbildung 23 rechts) vergleichsweise einfach anzusetzen. Die Merit Order der kurzfristigen Grenzkosten je Kraftwerk (Angebotskurve) kann auf Basis der modellierten Kraftwerksblöcke sehr gut nachgebildet werden, indem die Kosten für den benötigten Brennstoff und die variablen Erzeugungskosten für das jeweilige Kraftwerk berechnet werden. Zu den Grenzkosten werden üblicherweise noch CO₂-Zertifikatekosten und eventuelle Anfahrkosten hinzugerechnet, welche in dieser Untersuchung jedoch vernachlässigt werden (siehe Kapitel 3.4.3).

In Abbildung 24 ist der zweite Modellschritt des Börsenmodells (Gesamtmarkt) in ATLANTIS grafisch dargestellt (siehe auch Kapitel 2.4.1 auf Seite 13). Die Fläche A entspricht dem *Fehlbedarf* der Unternehmen, das ist jener Endkundenbedarf, der nicht aus unternehmenseigenen Kraftwerken gedeckt werden kann.

Alle Kraftwerke in der Nachfragekurve, die teurer sind als der sich bildende Preis, werden durch die günstigeren Einheiten anderer Unternehmen in der Angebotskurve getauscht (Pfeil). Damit reduzieren sich die Produktionskosten des geplanten Kraftwerkseinsatzes um die Fläche B, während jene Unternehmen, deren überschüssige Kapazität nun genutzt wird, von der Fläche C profitieren können.

Die simulierte gesamte PR setzt sich aus den beiden blauen Flächen C und D zusammen. Dabei bildet C den Anteil, der durch Börsenhandel induziert wird. Die Fläche B ist ebenfalls aus dem Modell heraus bestimmbar, da die Nachfragekurve über B mit den Grenzkosten der teureren Kraftwerke gegeben ist. Sie ist zwar gemäß Theorie Teil der Konsumentenrente

(KR), entspricht aber in dieser Untersuchung den wegfallenden Erzeugungskosten der Elektrizitätsunternehmen, wie in Kapitel 3.2 definiert.

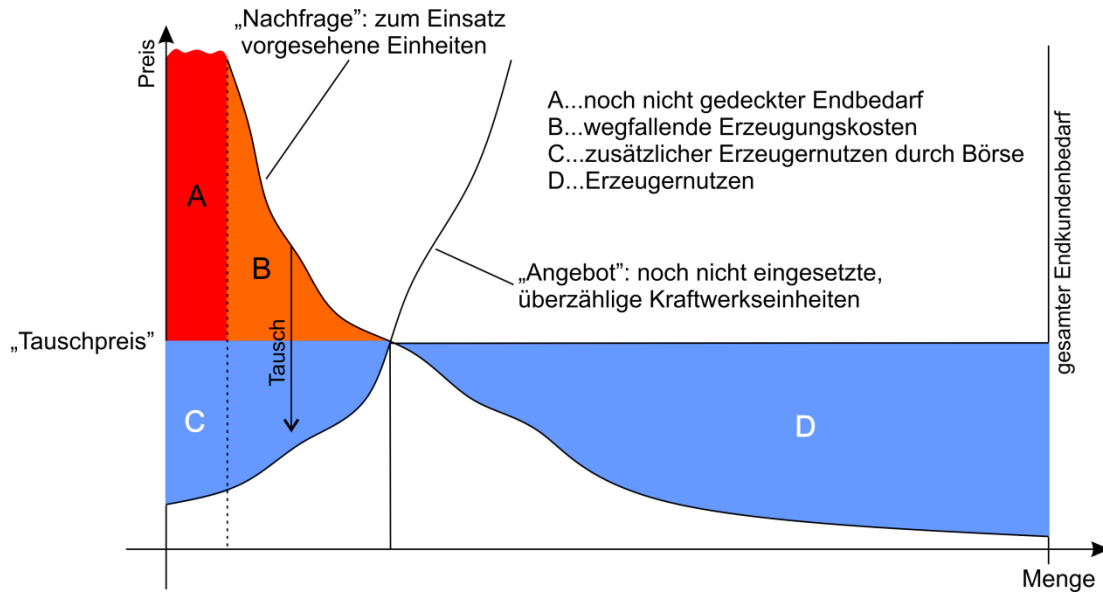


Abbildung 24: Ansatz zur Berechnung des Anteils zusätzlicher PR und KR aus Börsenhandel

Schwierig gestaltet sich die Abschätzung der Fläche A alleine aus dem Marktmodell heraus. Die Fläche ist nach oben hin nicht determiniert, da der fehlende Endkundenbedarf als fixiert betrachtet wird und daher keinerlei Elastizität besitzt. Im Abschnitt 3.4.4 werden daher zwei verschiedene Überlegungen beschrieben, die als Abschätzung für die Fläche A herangezogen werden können.

3.4 Umsetzung der Methodik im Modell ATLANTIS

Das im vorigen Abschnitt beschriebene Marktmodell ist bereits in ATLANTIS enthalten und wurde für diese Untersuchung unverändert verwendet. Zur Berechnung der Flächen B und C in Abbildung 24 sowie der gesamten PR ist lediglich ein kleiner Eingriff in das Modell notwendig. In diesem Abschnitt wird auf bestimmte Aspekte und Annahmen eingegangen, die bei der Auswertung der Ergebnisse eine wichtige Rolle spielen.

3.4.1 Berücksichtigung von geförderten Technologien und Speicherkraftwerken

Jene Technologien, die Förderregimes wie beispielsweise dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) in Deutschland oder dem Ökostromgesetz in Österreich unterliegen, werden in der Auswertung des Wohlfahrtsgewinnes *nicht mit einbezogen*. Diese Technologien sind im Detail Windkraft (sowohl *onshore* als auch *offshore*), Photovoltaik, Biomasse und Biogas. Die Wasserkraft wird in Bezug auf Förderungen unterteilt in Groß- und Kleinwasserkraft (per Definition z.B. <10 MW in Österreich), wobei nur die Kleinwasserkraft einer Förderung unterliegt. Groß- und Kleinwasserkraft ist aber im Modell ATLANTIS in dieser Form nicht

direkt unterscheidbar, da Kleinwasserkraftwerke im Modell aufgrund der hohen Anzahl und der relativ geringen Leistung pro Einheit als je ein aggregiertes Kraftwerk für ein bestimmtes Gebiet (z.B. Bundesland, NUTS2-Ebene etc.) modelliert sind. Aus diesem Grund wird Wasserkraft an sich mit einbezogen und die Kleinwasserkraft in der Auswertung für das jeweilige Land speziell behandelt.

Da die Grenzkosten eines Pumpspeicherkraftwerkes schwer abschätzbar sind – so müsste zumindest der bezahlte Strompreis für das Hochpumpen des Wassers unter Berücksichtigung des Umwälzwirkungsgrades als Ersatz-„Brennstoffpreis“ angenommen werden – kann auch die PR dieser Kraftwerksblöcke schwer abgeschätzt werden. Daher sind Pumpspeicherkraftwerke ebenfalls aus der Betrachtung ausgenommen. Reine Speicherkraftwerke, die nur natürlichen Zufluss abarbeiten, werden in der Auswertung mit berücksichtigt.

3.4.2 Berücksichtigung von „Must Run“-Kapazitäten und Regelreserven

Einige thermische Kraftwerkseinheiten sind so genannte „Must Run“-Kraftwerke, das sind Einheiten, welche unabhängig von der vorherrschenden Marktsituation am Strommarkt Strom produzieren *müssen*. Im Modell ATLANTIS handelt es sich dabei vorwiegend um Kraftwerke mit einer Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), die aufgrund der Nachfrage an Wärmeenergie eingesetzt werden. Diese Einheiten werden oft auch als „wärmegeführte“ Kraftwerke bezeichnet, im Gegensatz zu den „stromgeführten“ Anlagen, deren Einsatz üblicherweise durch den Strommarkt bestimmt wird.

Für die vorliegende Untersuchung spielt dies insofern eine Rolle, da diese Kraftwerke auch Grenzkosten aufweisen können, welche höher sind als der sich einstellende Marktpreis. Insofern würde sich mit der vorgestellten Methode eine „negative“ PR für diese Kraftwerke ergeben. Tatsächlich reduzieren sich die variablen Kosten des Kraftwerks für die Stromerzeugung durch die Wärmeauskopplung, da auch auf der Wärmeseite Erträge erwirtschaftet werden. Dies wird in ATLANTIS dahingehend berücksichtigt, dass sich die Brennstoffkosten des KWK-Kraftwerks um den Anteil der Wärmeauskopplung reduzieren.

Trotzdem kann es sein, dass die gesamten Grenzkosten höher sind als der erzielbare Marktpreis. Die dadurch entstehende „negative“ Produzentenrente (Abbildung 25, türkis) wird zunächst bei der Auswertung nicht berücksichtigt, um die tatsächliche, nicht verringerte PR (Abbildung 25, blau) zu ermitteln. Die Verringerung der PR durch Mustrun-Einheiten wird in den Ergebnissen gegenübergestellt.

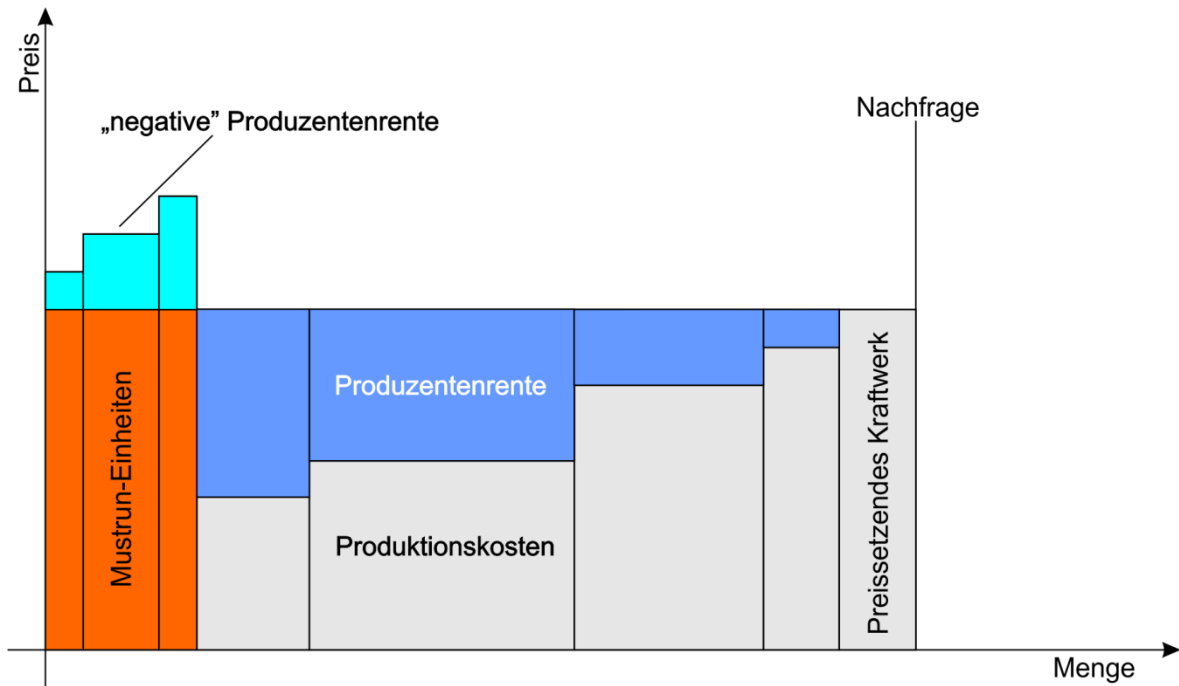


Abbildung 25: Einfluss von Mustrun-Einheiten auf die Ermittlung der Produzentenrente

Im Gegensatz dazu stehen Kraftwerke, die zur Gänze oder teilweise für Systemdienstleistungen (SDL) vorgehalten werden. Diese Kapazitäten stehen am Strommarkt nicht zur Verfügung, sondern werden über einen getrennten Regelenergiemarkt abgewickelt. Im Modell ATLANTIS findet die Regelreserve Berücksichtigung, in dem Leistung in der Höhe der vorgeschriebenen Primär- und Sekundärregelreserve je Land von jenen Kraftwerkstypen vorgehalten wird, die dafür technisch qualifiziert sind. Diese Leistung geht nicht in die Marktmodelle von ATLANTIS ein und kann somit auch keine PR generieren. Ein eigenes Marktmodell für den Regelenergiemarkt ist in ATLANTIS nicht implementiert.

3.4.3 Vernachlässigung von Anfahrkosten und CO₂-Preisen

Das Modell ATLANTIS ist in der aktuellen Version mit einem einfachen Algorithmus zur Berücksichtigung von Anfahrkosten (AFK) auf Periodenbasis ausgestattet. Hinter dem Begriff AFK stehen jene zusätzlichen Kosten, die für das Anfahren *oder* Abstellen (und erneutes Anfahren) eines Kraftwerkes anfallen. Die entstehenden Kosten müssen in den variablen Kosten des Kraftwerks insofern berücksichtigt werden, so als dass die kurzfristigen Grenzkosten eines *anfahrenden* Kraftwerkes entsprechend erhöht, und jene eines bereits *laufenden* Kraftwerkes entsprechend gesenkt werden, um die Anlage in den kurzen Zeitabschnitten der Niedriglast nicht vom Netz nehmen zu müssen. AFK hängen stark vom Einsatzfahrplan eines Kraftwerkes ab. Je nachdem, wie viel Zeit seit dem letzten Einsatz vergangen ist, können die AFK höher oder niedriger sein (z.B. Unterscheidung in Kaltstart, Warmstart und Heißstart).

Aufgrund der Periodenstruktur des Modells ATLANTIS und des fehlenden zeitlichen Zusammenhangs zwischen diesen Perioden aufgrund der Ableitung aus der Monatsdauerlinie der Last ist die Implementation der AFK abstrahiert und als Näherung zu verstehen. Um keine

zusätzlichen Unsicherheiten in der Untersuchung zu generieren und die Funktion der Börse selbst klar darstellen zu können, wurde *für die Analysen in diesem Kapitel* auf eine Berücksichtigung der Anfahrkosten verzichtet.

Der Handel mit CO₂-Emissionszertifikaten ist die Implementierung der Idee, externe Kosten der Stromerzeugung (in diesem Fall Umweltbelastungen) zu internalisieren. Hierbei handelt es sich um ein eigenes Instrument, dessen Wohlfahrtseffekte bereits in verschiedensten Studien untersucht wurden, beispielsweise (Classen, et al., 2009) und aufbauend (Ecoplan, 2010) für die Schweiz, sowie (Böhringer, et al., 2009) oder (Hübler, et al., 2013) für das EU-Emissionshandelssystem. Da einerseits die Wirkung des Instrumentes Emissionshandel nicht Teil dieser Untersuchung sind, sowie andererseits der CO₂-Zertifikatepreis direkt auf die Angebotskurve der Kraftwerke wirkt und damit das Ergebnis erheblich beeinflussen kann, werden diese *vernachlässigt* (d.h. mit 0 €/t_{CO2} angenommen).

3.4.4 Abschätzung des Fehlbedarfs der Unternehmen

Wie bereits bei der Beschreibung der Methodik erwähnt wurde, stellt die Abschätzung des Fehlbedarfs eine Herausforderung dar, da für diese Energiemenge kein Anhaltspunkt für eine Bewertung gegeben ist. Daher werden an dieser Stelle zwei Möglichkeiten zur Abschätzung dieses Fehlbedarfs vorgeschlagen:

1. Annahme des Maximalwertes - Value of Lost Load (VOLL): Die Kennzahl VOLL gibt an, wie groß der wirtschaftliche Schaden durch die Nichtlieferung von elektrischer Energie in €/kWh ist. Dieser Schaden kann für den Elektrizitätslieferanten als *Opportunitätskosten* gewertet werden, da es günstiger wäre, dem Kunden den Schaden zu bezahlen als die Energie teurer als den VOLL am Markt zu besorgen. Es kann also angenommen werden, dass der Lieferant maximal bereit ist, den VOLL an der Börse für den Zukauf von Energie zu zahlen²⁶, so wie der Endkunde maximal bereit wäre, den VOLL zu bezahlen, vergleiche auch (Ockenfels, et al., 2008 S. 72f).
2. Annahme eines Richtwertes - teuerste Kraftwerkseinheit: Im Modell ATLANTIS wird durch die Leistungsdeckung gewährleistet, dass immer ausreichend Kraftwerkskapazitäten im modellierten System vorhanden sind. Daher ist es auch möglich, den Fehlbedarf *immer* durch bestehende Kraftwerke anderer Unternehmen zu decken. Es kann also auch die *teuerste Kraftwerkseinheit im System* als Richtwert zur Bewertung des Fehlbedarfs festgelegt werden.

Zur Abschätzung der Kosten von Stromversorgungsunterbrechungen brachte *frontier economics* im Jahr 2008 eine Studie heraus (frontier economics, 2008), in der unter anderem eine Zusammenfassung verschiedenster Untersuchungen zur Abschätzung des VOLL dargestellt ist. Im internationalen Vergleich ergeben sich die Werte bis zu 16 €/kWh (sowie einige Ausreißer weit darüber), wobei der Durchschnitt bei etwa 8 €/kWh liegen dürfte.

²⁶ Ohne Berücksichtigung einer eventuellen Gewinnspanne für den Lieferanten

Ebenso geben die Autoren einen Wert von 8 - 16 €/kWh als Schätzung für den VOLL in Deutschland an (frontier economics, 2008 S. 27).

Wird ein Wert von 8 €/kWh angenommen, so entspricht das 8.000 €/MWh und liegt damit sehr deutlich über den Grenzkosten des teuersten Kraftwerks im System und auch weit über dem derzeit maximalen Ausführungspreis von 3.000 €/MWh an der EPEX Spot im Marktgebiet DE/AT (EPEX Spot, 2014). Jedoch liefert selbst die Annahme des teuersten Kraftwerks sehr hohe Werte im Vergleich zur restlichen KR und PR. Aufgrund der Unsicherheit in der Bewertung und des hohen Einflusses auf das Ergebnis wird bei der Auswertung der Ergebnisse der Fehlbedarf *nicht berücksichtigt*.

Der Einsatz des VOLL zur Bewertung des Fehlbedarfs ist daher nicht empfehlenswert, da das Ergebnis eine viel zu hohe Schätzung für den Anteil des Fehlbedarfs darstellen würde, und aufgrund der Limitierung an der Börse auch gar nie zustande kommen könnte. Aus diesem Grund wird in der Auswertung die teuerste Kraftwerkseinheit als Richtwert für den Wert des Fehlbedarfs verwendet.

3.4.5 Berechnung der Produzentenrente unter Berücksichtigung des Netzes

Durch die physikalischen Kapazitätsgrenzen des Stromnetzes ist eine Umsetzung des optimalen Kraftwerkseinsatzes gemäß Markt in der Realität oft nicht erreichbar. Zur Gewährleistung eines stabilen Systembetriebs muss der Netzbetreiber daher mit verschiedenen Maßnahmen reagieren, um die Versorgung *sicher* und trotzdem möglichst kostengünstig zu gewährleisten.

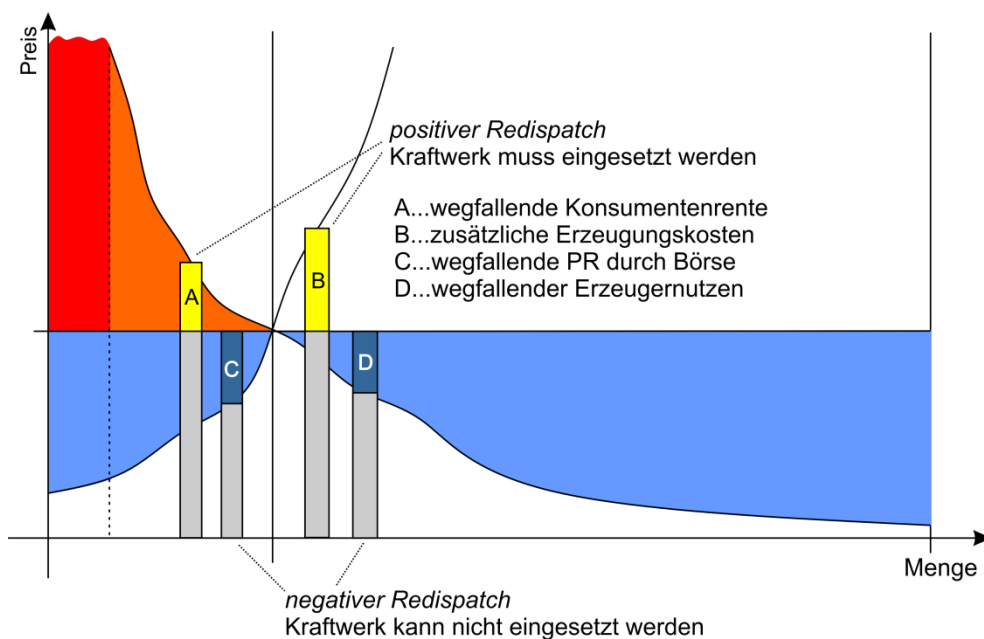


Abbildung 26: Veränderungen von Produzenten- und Konsumentenrente durch den Redispatch von einzelnen Kraftwerkseinheiten (schematisch)

Im Modell ATLANTIS sind, wie bereits beschrieben, die Verwendung von Phasenschiebertransformatoren (PST) oder der Eingriff in den Fahrplan (Redispatch) mögliche Maßnahmen, die vom Optimierungsalgorithmus eingesetzt werden können. Der Redispatch führt zu einer Reduktion der Wohlfahrt am Strommarkt, da ineffizientere, teurere Einheiten anstelle von günstigeren eingesetzt werden müssen. Dadurch reduzieren sich sowohl Produzenten- als auch Konsumentenrenten, und es entstehen eventuell sogar zusätzliche Kosten.

In Abbildung 26 ist beispielhaft der Redispatch zweier Kraftwerkseinheiten schematisch dargestellt. Dabei werden folgende Fälle angenommen:

1. Das Kraftwerk *C*, welches erst durch „Kraftwerkstausch“ an der Börse zum Einsatz kommt, kann nicht einspeisen und muss zurückfahren (*negativer* Redispatch). Damit reduziert sich die PR durch Börsenhandel um die dunkelblaue Fläche *C*.
2. An dessen Stelle geht Kraftwerk *A* ans Netz (*positiver* Redispatch) und produziert die fehlende Energiemenge. Das Kraftwerk wäre ursprünglich zum Einsatz vorgesehen gewesen, wurde aber durch die Börse getauscht. Da es nun doch eingesetzt wird, reduziert sich die KR wieder um die gelbe Fläche *A*.
3. Das Kraftwerk *D* ist vom Unternehmen für die Produktion vorgesehen und kommt gemäß Markt auch zum Einsatz, da die Grenzkosten unter dem gebildeten Marktpreis liegen. Aus netztechnischen Gründen kann das Kraftwerk aber nicht einspeisen und es kommt zum negativen Redispatch dieser Einheit, wodurch sich die PR wieder um die dunkelblaue Fläche *D* reduziert.
4. Die fehlende Energiemenge von *D* wird durch den Abruf der Einheit *B* ausgeglichen, die weder vor noch nach dem Börsenhandel für den Einsatz vorgesehen war. Die Fläche *B* beeinflusst daher weder PR noch KR, steht aber für die *zusätzlichen* Erzeugungskosten dieser Einheit, die durch den Redispatch entstehen und berücksichtigt werden müssen.

Die Fläche *A* ergibt sich gemäß Formel (3.1) aus der Differenz der Grenzkosten des Kraftwerks abzüglich des MCP, multipliziert mit der Menge des positiven Redispatch. Diese ergibt sich aus der gesamten theoretisch produzierbaren Energie W_{el} und dem Einsatzfaktor nach Redispatch f_e , so dass auch ein Teillastbetrieb ($f_e < 1$) erfasst werden kann. Für die Fläche *B* gilt (3.1) analog.

Für die Reduktion der Produzentenrente (Flächen *C* und *D*) ergibt sich Formel (3.2). Da die Grenzkosten unter dem MCP liegen, dreht sich die Differenz um. Da die Flächen für die *wegfallende* PR stehen, ergibt sich für die Menge *Q* nun der Ausdruck $W_{el} \cdot (1 - f_e)$, da im Teillastfall ($f_e > 0$) die Reduktion der PR größer wird, je weniger das Kraftwerk nach Redispatch eingesetzt wird.

$$A = \left(\frac{dK}{dq} - MCP \right) \cdot Q = (k_{BS} + k_{CO_2} + k_{Var} - MCP) \cdot W_{el} \cdot f_e \quad (3.1)$$

mit: A Fläche A; Reduzierte Konsumentenrente (€)
 $\frac{dK}{dq}$ Grenzkosten der Kraftwerkseinheit (€/MWh)
 MCP Markträumungspreis (€/MWh)
 Q Redispatchmenge $W_{el} \cdot f_e$ (MWh)
 W_{el} Theoretisch produzierbare elektrische Energie (MWh)
 f_e Einsatzfaktor nach Redispatch (0-1, einheitslos)
 k_{BS} Brennstoffkosten (€/MWh_{el})
 k_{Var} sonstige variable Kosten (€/MWh_{el})
 k_{CO_2} CO₂-Zertifikatekosten²⁷ (€/MWh_{el})

$$C = \left(MCP - \frac{dK}{dq} \right) \cdot Q = (MCP - k_{BS} - k_{CO_2} - k_{Var}) \cdot W_{el} \cdot (1 - f_e) \quad (3.2)$$

mit: C Fläche C; Reduzierte Produzentenrente (€)
 Q Redispatchmenge $W_{el} \cdot (1 - f_e)$ (MWh)

Aus dem Marktmodellteil des Gesamtmarktmodells in ATLANTIS können die variablen Kostenanteile und der MCP gewonnen werden, während der Einsatzfaktor f_e aus dem Lastflussmodell resultiert. Die Auswertung kann nach der Simulation mit ATLANTIS durch Einsetzen der Ergebnisse in die entsprechende Formel erfolgen.

Aus betriebswirtschaftlicher Sicht der Kraftwerksbetreiber ändert der Redispatch nichts an den Erträgen, da die zusätzlichen Kosten durch positiven Redispatch üblicherweise in Höhe der Grenzkosten der Einheit vom Netzbetreiber ausgeglichen werden bzw. das vom negativen Redispatch betroffene Kraftwerk zwar seine Grenzkosten an den NB zahlen muss, seinen Deckungsbeitrag (Anteil an der PR bzw. Flächen C und D) aber trotzdem erhält, vgl. (Simon, 2012 S. 31f). Aus gesamtsystemischer Sicht entstehen Kosten in der Höhe von $A + B + C + D$, welche als Opportunitätskosten des Netzausbaus bis zur „Kupferplatte“ angesehen werden können. Diese Kosten müssen vom Netzbetreiber erstattet werden und sind schlussendlich vom Endkunden über die Netztarife zu bezahlen.

3.5 Fallstudie Deutschland im kontinentaleuropäischen Kontext

Die Diskussion über Kapazitätsmechanismen ist derzeit vor allem in Deutschland sehr intensiv, nicht zuletzt aufgrund des stetigen Ausbaus von Windkraft- und Photovoltaikanlagen. So haben die Kapazitäten aus PV-Anlagen bereits im Oktober 2013 die 35 GW-Marke überschritten, während Windkraft zu diesem Zeitpunkt bei einer installierten Kapazität von etwa

²⁷ Dient zur Vollständigkeit. Die CO₂-Kosten werden vernachlässigt, wie in Kapitel 3.4.3 beschrieben.

32,5 GW stand (Burger, 2014). Deshalb und auch auf Grund der guten Datenverfügbarkeit für eine qualitativ hochwertige Modellierung wurde Deutschland als Anwendungsfall für die beschriebene Methodik gewählt.

3.5.1 Modelleingangsdaten für die Fallstudie

Die Untersuchung der Produzentenrente bzw. der Wohlfahrt der Energy Only-Strombörse im Fall Deutschlands ist retrospektiv konzipiert. Es werden für die Auswertung der Simulation also nur *vergangene* Jahre betrachtet, so dass keine Annahmen zukünftiger Entwicklungen z.B. des Kraftwerksparks, der Brennstoffpreise und des Netzausbaus getroffen werden müssen. Für diesen Zeitraum stellen die im Modell hinterlegten Daten ein gutes Abbild der Realität dar. Im Weiteren sind auch ausreichend Quellen für eine Validierung der angenommenen Daten verfügbar. In den folgenden Abschnitten wird beschrieben, auf Basis welcher Annahmen und Quellen die vergangenen Jahre mit ATLANTIS simuliert wurden.

3.5.1.1 Modellierung der deutschen Elektrizitätsunternehmen

Da die Anzahl aller Elektrizitätsunternehmen in Deutschland viel zu groß ist, um jedes einzelne Unternehmen im Modell zu erfassen, werden die fünf größten Unternehmen (nach installierter Leistung) und ein aggregiertes Restunternehmen modelliert. Für die Simulation des Anteils börseninduzierter Produzentenrente (Fläche C in Abbildung 24 auf Seite 49) ist die Zuordnung des zu versorgenden Endkundenbedarfs und die Zuordnung der Kraftwerkskapazitäten zum jeweiligen Unternehmen von Bedeutung. Die Zuteilung des Endverbrauchs erfolgt über den *Marktanteil* der modellierten Elektrizitätsunternehmen am Endkundenmarkt (Vertrieb).

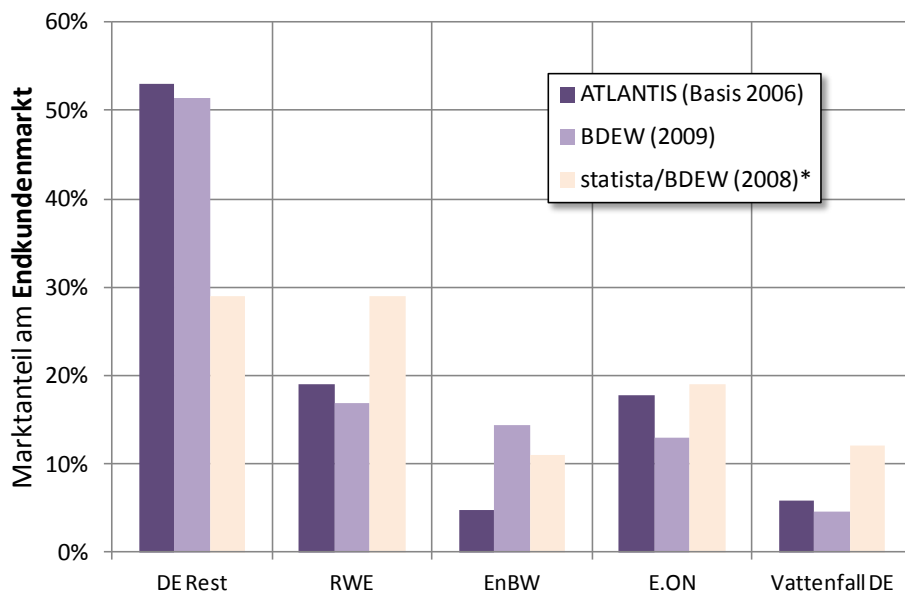


Abbildung 27: Marktanteile der größten deutschen Stromunternehmen

Datenquellen: ATLANTIS, BDEW, statista.de

*) keine klare Definition ob Vertriebs- oder Erzeugungsanteile („Strommarkt“)

In Abbildung 27 sind neben den standardgemäß in ATLANTIS hinterlegten Werten für das Basisjahr 2006 zwei Vergleichsquellen (BDEW²⁸ und statista.de) dargestellt. Vom BDEW (BDEW, 2012 S. 36) sind aktuellere Zahlen für das Jahr 2009 verfügbar und es geht klar hervor, dass es sich um Vertriebsanteile handelt. In der Datenquelle von statista.de ist nicht klar gekennzeichnet, ob es sich um Vertriebs- oder Erzeugungsanteile handelt. Da aus technischen Gründen die Modellierung einer Veränderung der Endkundenanteile über die Zeit nicht möglich ist, werden für die Fallstudie Deutschland die *aktuelleren Werte von 2009* des BDEW anstatt der Standardwerte von ATLANTIS herangezogen.

3.5.1.2 Modellierung und Zuordnung der Kraftwerke in Deutschland

Eine ähnlich hohe Bedeutung wie die Zuteilung des Endkundenverbrauchs kommt der Modellierung der Eigentumsverhältnisse der Erzeugungsunternehmen an den erfassten Kraftwerkseinheiten zu. Dies gestaltet sich aufgrund der nicht selten auftretenden Eigentumsverflechtungen durch Beteiligungen an anderen Unternehmen bzw. mehreren Gesellschaftern bei einzelnen Kraftwerksbetriebsgesellschaften als schwierig. Bei der Modellierung in ATLANTIS wurde in solchen Fällen ein Kraftwerksblock dem jeweils größten Anteilseigner zugeordnet. Ausgenommen davon sind große Kraftwerksblöcke, die von maximal zwei Unternehmen betrieben werden und im Beteiligungsverhältnis aufgeteilt in zwei Blöcke modelliert wurden, sowie grenzüberschreitende Beteiligungen (z.B. RADAG²⁹).

Abbildung 28 zeigt die im Modell berücksichtigten Kraftwerksblöcke sowie die angenommene Zuteilung zu den Eigentümern für alle Kraftwerke, die vor dem Basisjahr 2006 in Betrieb gingen (links) und die modellierten Zubaukraftwerke zwischen 2006 und 2011 (rechts). Die weißen Punkte entsprechen dabei dem aggregierten Restunternehmen, welches gemäß (BDEW, 2012 S. 32) bzw. der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur (BNetzA, laufend) aus mindestens 120 unabhängigen Erzeugungsunternehmen (betrifft allein nur Blöcke >10 MW) besteht.

²⁸ Bundesverband für Energie- und Abfallwirtschaft e.V.

²⁹ Rheinkraftwerk Albrück-Dogern AG

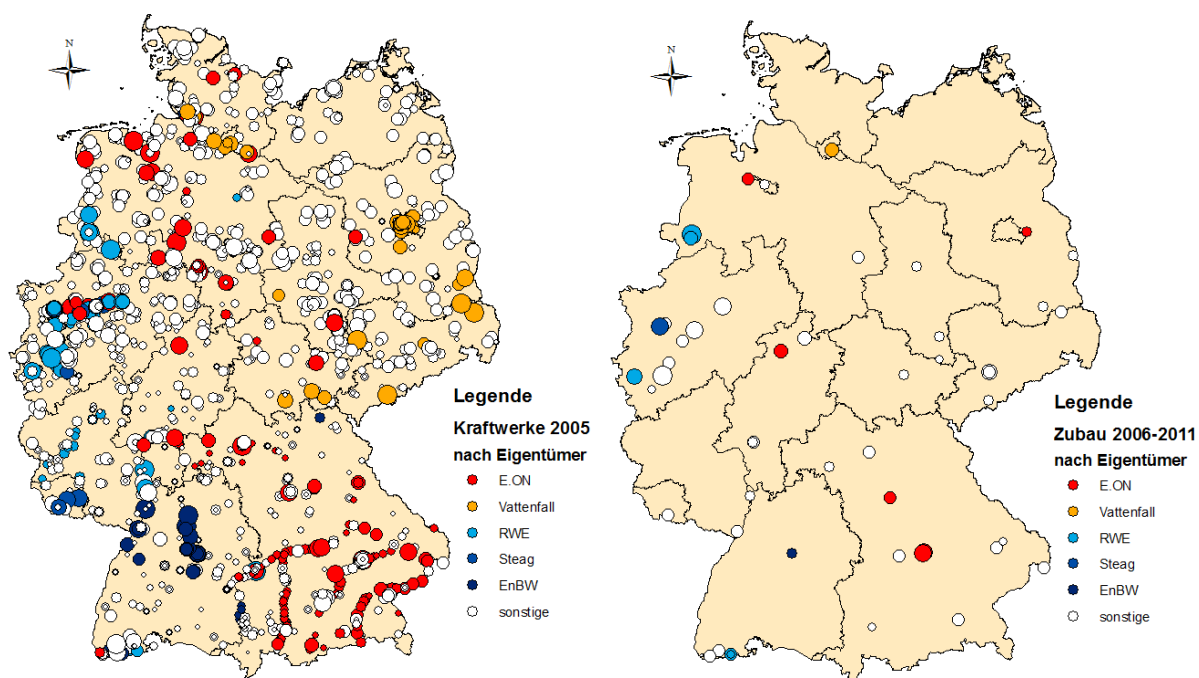


Abbildung 28: Der im Modell hinterlegte Kraftwerkspark nach zugeordnetem Eigentümer 2005 (links) und Zubauten bis 2011 (rechts). Die Größe der Punkte entspricht logarithmisch der Höhe der installierten Leistungen. Datenquelle: ATLANTIS-Datenbank, eigene Darstellung.

In Tabelle 2 ist die Zuordnung der Leistungen in tabellarischer Form dargestellt. Die erste Stufe an Außerbetriebnahmen von Kernkraftwerken im Zuge des deutschen Atomausstiegs (2011) ist in den Daten bereits berücksichtigt. Die Abweichungen zwischen realen Daten und Modelldaten kann darauf zurückgeführt werden, dass bei Kraftwerken, die vor 2006 in Betrieb gingen, der Eigentümer nach Stand von 2006 zugeordnet ist, welcher sich aus technischen Gründen während der Simulation nicht verändern kann. So können beispielsweise die in (BDEW, 2012 S. 32) erwähnten Kapazitätsverkäufe von E.ON nicht vollständig abgebildet werden.

Tabelle 2: Installierte Leistungen (in MW) für 2011 bzw. 2012 in Deutschland aus Modelldaten und aus realen Unternehmensdaten.

Datenquellen: ATLANTIS-DB, Webseiten der Erzeugungsunternehmen

MW (netto)	E.On	RWE	Vattenfall	EnBW	STEAG
ATLANTIS	23.653	21.831	14.906	7.613	5.165
Unternehmen	19.790	22.728	17.494	12.644	7.683

3.5.1.3 Annahmen zum Verlauf der Brennstoffpreise

Brennstoffe bilden bei thermischen Kraftwerken oft den wesentlichsten Teil der kurzfristigen Grenzkosten und haben daher einen großen Einfluss auf die Höhe der sich bildenden Strompreise und auf den resultierenden Kraftwerkseinsatz. Die Annahme des Verlaufs der Brennstoffpreise spielt daher in der Modellierung des Elektrizitätssystems eine wesentliche Rolle und ist ein Unsicherheitsfaktor in Bezug auf die Ergebnisse der Simulation.

In Abbildung 29 ist der im Modell ATLANTIS hinterlegte Verlauf der für *preissetzende* Kraftwerke relevanten Brennstoffpreise in den Beobachtungsjahren für Deutschland dargestellt, die aus der Außenhandelsstatistik der EUROSTAT gewonnen und für Braunkohle durch eigene Annahmen ergänzt wurden.

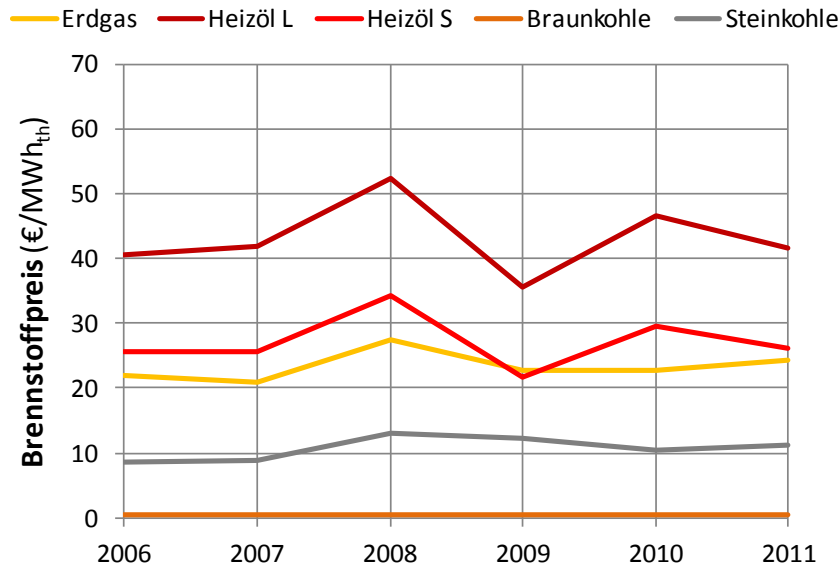


Abbildung 29: Angenommene Brennstoffpreise im Modell ATLANTIS (2006-2011, DE)
Datenquelle: EUROSTAT (Außenhandelsstatistik), eigene Annahmen

Es existieren noch weitere verschiedene Quellen für Brennstoffpreise in Deutschland, die jedoch alle leicht abweichende Werte zeigen. Da der Einfluss dieser Annahmen für das Ergebnis von hoher Bedeutung ist, wurde auch eine *Sensitivitätsanalyse* durchgeführt, indem jeder Brennstoffpreis einzeln variiert wurde. Die Ergebnisse dazu sind in Kapitel 3.5.2.4 dargestellt.

3.5.2 Ergebnisse der Fallstudie

In den folgenden Unterabschnitten sind die Ergebnisse der Fallstudie zur Ermittlung der Wohlfahrt an der Energy Only-Strombörse dargestellt. Beginnend mit dem „Best Case“, also dem optimalsten Fall ohne Berücksichtigung von Netzrestriktionen, werden Schritt für Schritt die einzelnen Modellergebnisse aus ATLANTIS diskutiert. Abschließend erfolgt die Darstellung der Sensitivitätsanalyse durch Variation verschiedener Brennstoffpreise.

3.5.2.1 Best Case unter Annahme einer Kupferplatte

Das in ATLANTIS integrierte Gesamtmarktmodell bildet mit dem Börsenmodell unter Annahme einer europaweiten „Kupferplatte“ den ersten Schritt der Energiedeckungssimulation. Die Ergebnisse, die sich in diesem Modellteil einstellen, ergeben den besten Fall des Kraftwerkseinsatzes in Bezug auf die Erzeugungskosten, da der Kraftwerkseinsatz ohne Einschränkung durch mangelnde Transportkapazitäten nur anhand der Grenzkosten bestimmt

werden kann. Es wird einzig unterschieden, ob die „negative“ Produzentenrente der Must-run-Einheiten berücksichtigt wird oder nicht.

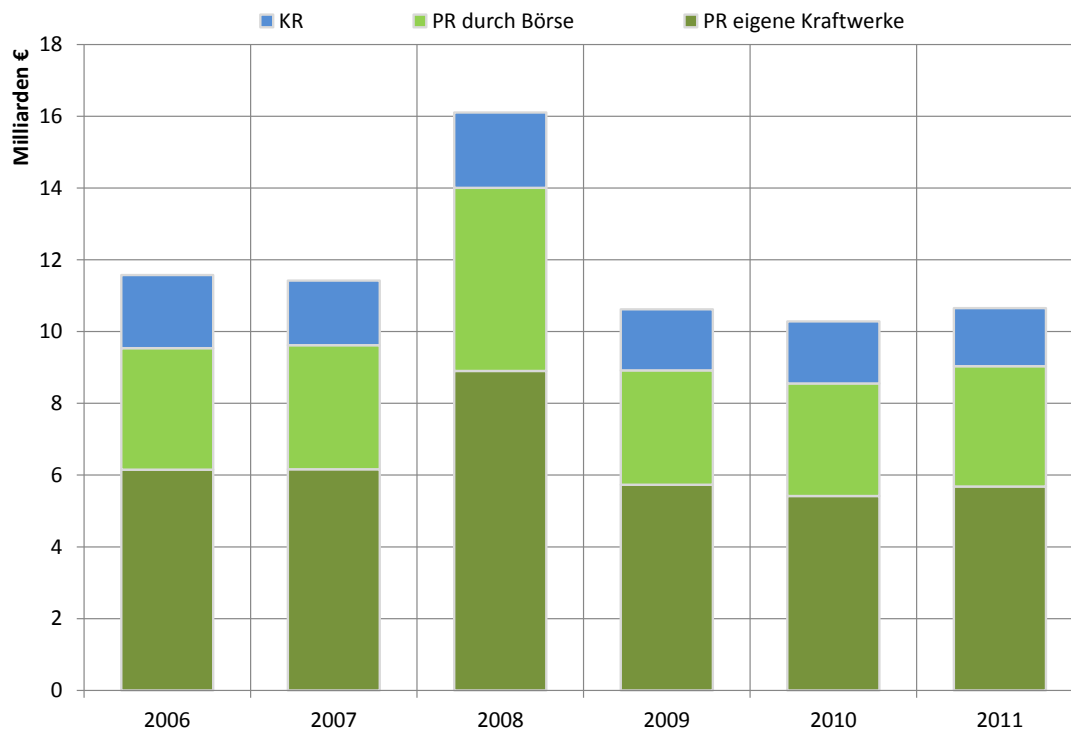


Abbildung 30: „Best Case“-Simulationsergebnis für KR und PR der Strombörse in Deutschland

Abbildung 30 zeigt das Simulationsergebnis ohne Berücksichtigung dieser Reduktion. Die Simulation ergibt eine Gesamtwohlfahrt von zehn bis zwölf Milliarden Euro in Deutschland, mit einem Ausreißer 2008, der sich auf die überdurchschnittlich hohen Brennstoffpreise in diesem Jahr zurückführen lässt. Der Großteil der Wohlfahrt besteht aus Produzentenrente in der Höhe von acht bis zehn Milliarden Euro, davon etwa drei bis vier Milliarden durch Börsenhandel induziert. Die Kostenersparnis der Elektrizitätsunternehmen durch nicht eingesetzte, teurere Kraftwerke (Konsumentenrente) bewegt sich zwischen einer und zwei Millionen Euro.

Würde jedes Elektrizitätsunternehmen gegenüber seinen zugeteilten Endkunden als *Monopolist* auftreten, so würde der Ertrag unter Annahme eines vollkommen unelastischen Verbrauchs (eventueller Fehlbedarf bleibt ungedeckt) dem Kraftwerkseinsatz nach dem ersten Schritt des Börsenmodells entsprechen. Unter der Annahme, dass die Monopolisten jeweils den Preis der teuersten eingesetzten Einheit verlangen würden, ergeben sich laut Simulationsergebnis Erträge in der Höhe von 40 bis 60 Milliarden € pro Jahr in Deutschland. Im Vergleich dazu sind in Abbildung 31 die Summe der Erträge³⁰ aller Unternehmen sowie die

³⁰ Theoretischer Wert; entspricht der gesamten produzierte Energiemenge in Deutschland bewertet mit dem „gesamteuropäischen MCP“ des vollständig integrierten Binnenmarktes. Der reale Umsatz der Elektrizitätsunternehmen liegt weit höher, da auch in anderen Märkten (z.B. Endkundenvertrieb, Systemdienstleistungen) Erträge erwirtschaftet werden.

entstehenden Produktionskosten (Brennstoff und sonstige variable Betriebs- und Wartungskosten) dargestellt.

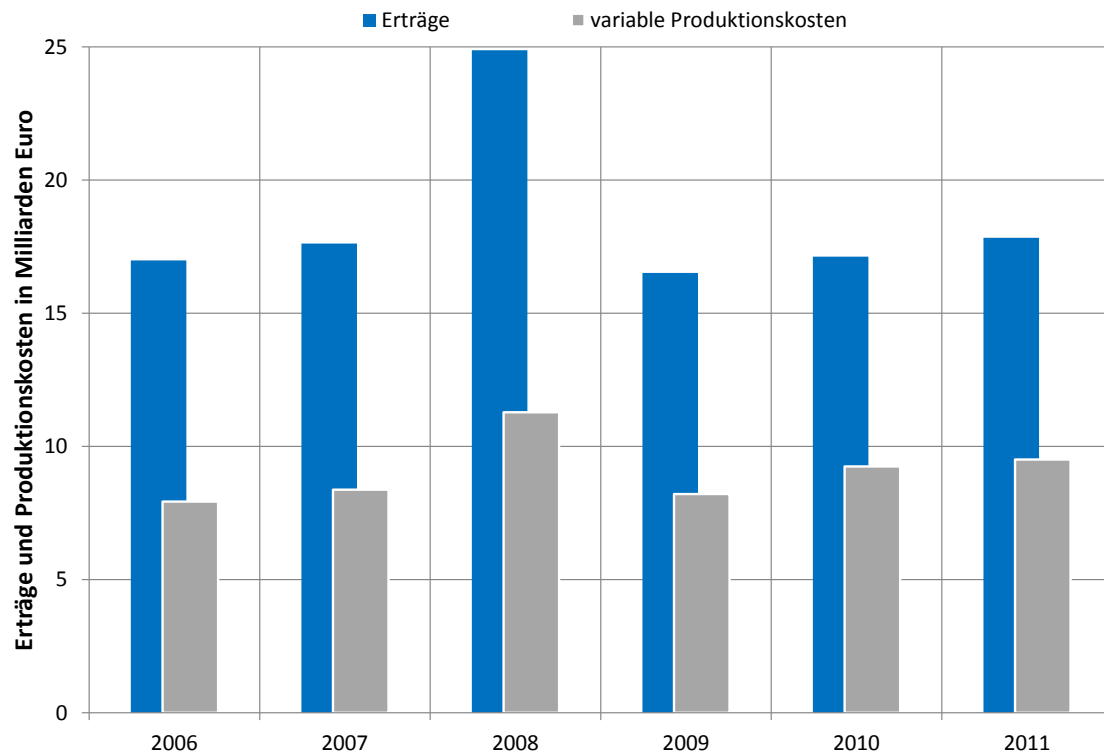


Abbildung 31: Erträge bewertet mit dem Marktpreis und variable Produktionskosten im „Best Case“ in Deutschland

Berücksichtigt man die Reduktion der Produzentenrente durch Mustrun-Einheiten, so vereinfacht sich die Berechnung der Produzentenrente zu der Differenz der in Abbildung 31 dargestellten Kosten und Erträge.

Tabelle 3: Zusammengefasste Ergebnisse aus der Untersuchung des „Best Case“ für Deutschland

	2006	2007	2008	2009	2010	2011
PR (ohne KWK)	9,5	9,6	14,0	8,9	8,6	9,0
PR (mit KWK)	9,1	9,2	13,6	8,3	7,9	8,3
KR	2,0	1,8	2,1	1,7	1,7	1,6
Umsatz (MCP)	17,0	17,6	24,9	16,5	17,1	17,8
Produktionskosten	7,9	8,4	11,3	8,2	9,2	9,5

Die reduzierte Produzentenrente ist in Tabelle 3 neben den anderen dargestellten Ergebnissen für die betrachteten Jahre zusammengefasst. Die Differenz durch Mustrun-Kraftwerke bewegt sich im Bereich von 400 bis 700 Millionen Euro pro Jahr, die z.B. im Fall von KWK-Kraftwerken auf der Seite des Wärmevertriebs eingenommen werden müssen.

Die Energy Only-Strombörse kann gemäß Simulation die Wohlfahrt des Elektrizitätsmarktes im vollständig integrierten Binnenmarkt ohne Berücksichtigung von Netzrestriktionen gegenüber dem monopolistischen Elektrizitätsversorgungsunternehmen um vier bis sechs Milliarden Euro pro Jahr steigern, wobei drei bis vier Milliarden auf zusätzliche Gewinne der Handelspartner und ein bis zwei Milliarden auf eingesparte Kosten durch günstigeren Stromzukauf entfallen.

3.5.2.2 Einfluss des Netzes auf die Wohlfahrt

Unter Berücksichtigung der physikalischen Limits des Übertragungsnetzes wird der Kraftwerkseinsatz aus dem optimalen „Best Case“-Betriebspunkt heraus bewegt und damit teurer. Damit verringern sich auch Produzenten- und Konsumentenrenten. Im gesamt-europäischen Kontext tritt noch ein weiterer Einfluss in Erscheinung: die Exporte aus bzw. Importe nach Deutschland werden ebenfalls limitiert, dadurch ändert sich auch die Menge der in Deutschland produzierten Energie, unabhängig vom deutschen Stromendverbrauch.

Tatsächlich ergeben sich in der Simulationsrechnung für die Betrachtung mit Netz geringere Produktionskosten als im zuvor betrachteten Best Case – dies darf aber nicht als „kosten-optimalerer“ Kraftwerkseinsatz fehlinterpretiert werden. Abbildung 32 zeigt die Simulationsergebnisse mit und ohne Berücksichtigung der physikalischen Limits des Übertragungsnetzes im Vergleich. Die Differenz erscheint im ersten Moment nicht sehr groß, beläuft sich in absoluten Zahlen jedoch auf 200 bis 400 Millionen Euro pro Jahr, wie Abbildung 33 zeigt.

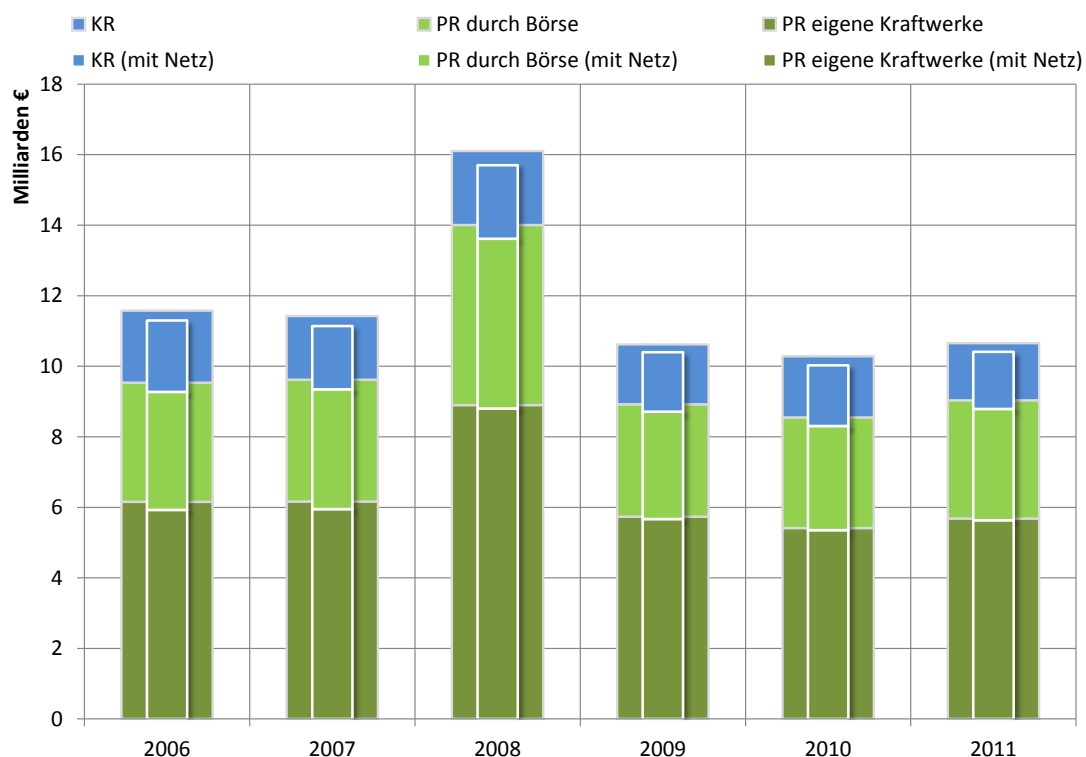


Abbildung 32: Simulationsergebnis für KR und PR der Strombörse in Deutschland mit und ohne Berücksichtigung physikalischer Limits des Netzes

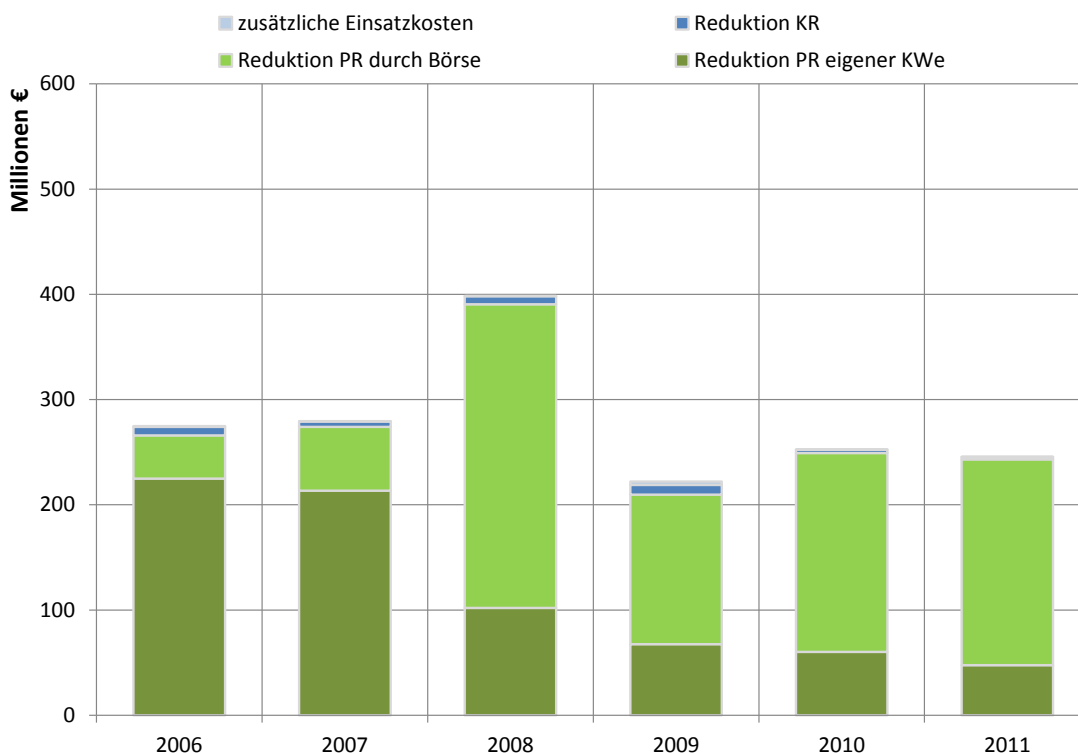


Abbildung 33: Reduktion von KR und PR sowie zusätzliche Einsatzkosten, hervorgerufen durch die simulierten physikalischen Einschränkungen des Netzes

Diese Reduktion entspricht 2-4 % der Produktionskosten. Im Vergleich dazu weist der Endbericht zum Projekt NaREM Engpasskosten in der Höhe von 0,2 % der Gesamtkosten aus (Trepper, et al., 2013 S. 7), wobei die Gesamtkosten weit höher sein dürften als die reinen Produktionskosten.

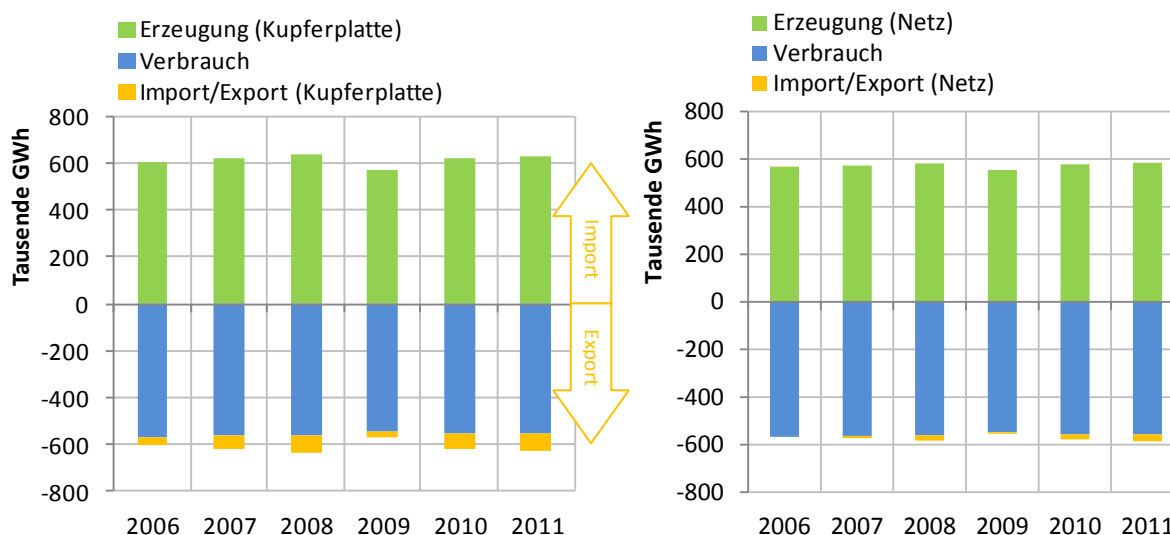


Abbildung 34: Simulierte Elektrizitätsbilanz Deutschlands im gesamteuropäischen Kontext bei Annahme einer Kupferplatte (links) und unter Berücksichtigung des Netzes (rechts)

Die Reduktion der PR ist dabei deutlich höher als die Reduktion der KR und der zusätzlich notwendige Einsatz von bisher noch nicht abgerufenen Einheiten. Dies ist auf die Reduktion der gesamt produzierten Energie innerhalb Deutschlands zurückzuführen (Abbildung 34).

Durch die physikalischen Grenzen des Übertragungsnetzes ergibt die Simulation unter Annahme eines vollständig integrierten Elektrizitätsbinnenmarktes eine Reduktion der im besten Fall möglichen Produzenten- und Konsumentenrenten um 200 bis 400 Millionen Euro pro Jahr, wobei ein wesentlicher Teil auf die Reduktion von Exporten entfällt.

3.5.2.3 Gegenüberstellung der Produzentenrente mit den zu deckenden Fixkosten

Aufgrund des derzeitigen Marktdesigns, welches als Angebotsfunktion die Grenzkostenkurve vorsieht in der keine Fixkosten enthalten sind, ist es eine wichtige Funktion der Produzentenrente, diese Fixkosten abzudecken. Um dies zu prüfen, wird die errechnete PR mit den simulierten Fixkosten der Erzeugung gegenübergestellt.

Abbildung 35 zeigt diese Gegenüberstellung, wobei die PR dem „Best Case“ entspricht und nur die Fixkosten der *berücksichtigten* Kraftwerkstypen aufgetragen sind. Diese setzen sich aus Abschreibungen, Zinsen und sonstigen fixen Betriebs- und Wartungskosten zusammen. Hinzu kommen noch *Personalkosten*, die aber aus dem Modell heraus nicht anteilmäßig auf die Kraftwerkstypen umgelegt werden können und daher nicht berücksichtigt sind.

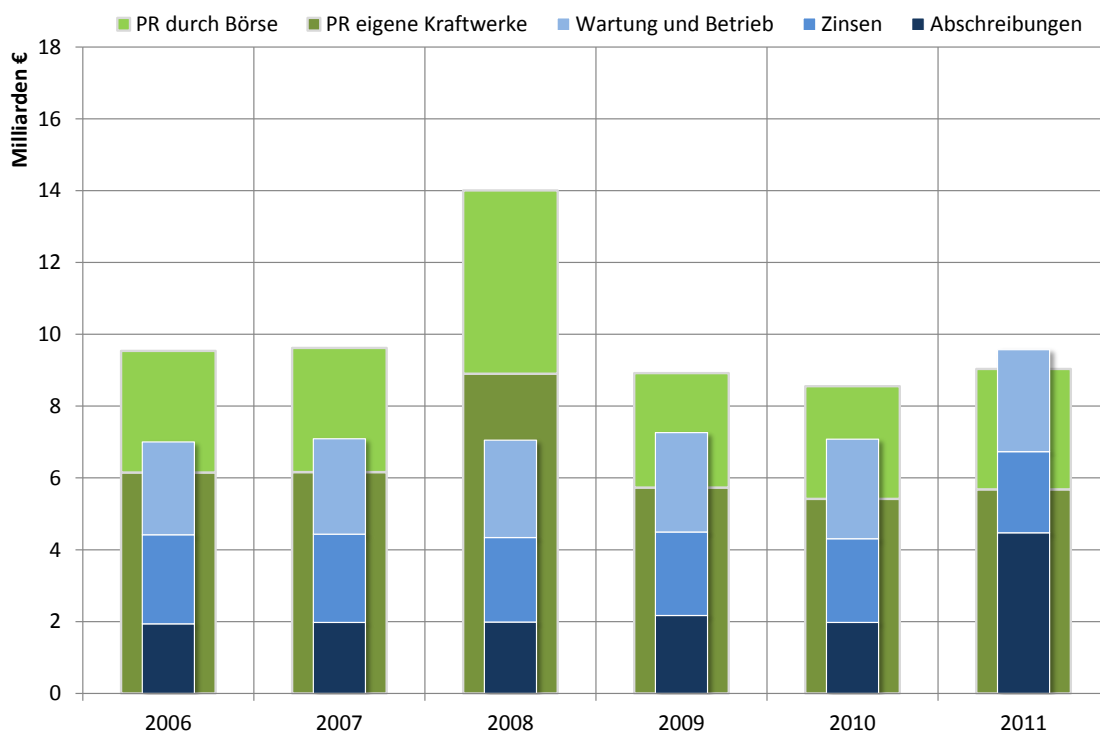


Abbildung 35: Gegenüberstellung der Simulationsergebnisse von Fixkosten und Produzentenrente in den Betrachtungsjahren in Deutschland

Es zeigt sich, dass die Spanne zwischen Fixkosten und PR im Laufe der Jahre geringer wurde. Das Jahr 2011 bildet eine Ausnahme, da in diesem Jahr Sonderabschreibungen der vorzeitig stillgelegten Kernkraftwerke im Modell berücksichtigt sind. Zählt man noch die Personalkosten hinzu, ist eine Deckung der Fixkosten nicht mehr gewährleistet. Für Unternehmen, die als reine Stromerzeuger am Markt agieren, ist dies gleichbedeutend mit einem *Verlust der Wirtschaftlichkeit*. In der Realität können Elektrizitätsunternehmen durch Erträge aus anderen Märkten, z.B. Wärme, Regelenergie oder Abfallprodukte aus dem Kraftwerksprozess, sowie dem Endkundenvertrieb trotzdem noch wirtschaftlich arbeiten, wobei jedoch sukzessive die unwirtschaftlichen Kraftwerkseinheiten ungeachtet deren Alter oder Typ stillgelegt werden sollen, wie dies aktuell in Deutschland der Fall ist.

Der simulierte Anteil der Produzentenrente kann im „Best Case“ die Fixkosten der Kraftwerke nicht zuverlässig decken. Für reine Erzeugungsunternehmen, die am Markt handeln müssen, kann dies den Verlust der Wirtschaftlichkeit bedeuten.

3.5.2.4 Sensitivitätsanalyse der Brennstoffpreisannahmen

Da sich in den bisher dargestellten Ergebnissen gezeigt hat, dass der Brennstoffpreis eine Rolle für die Höhe der Wohlfahrt am Energy Only-Markt zu spielen scheint, wurde eine Sensitivitätsanalyse durch Variation einzelner Brennstoffpreise durchgeführt. Diese Analyse dient zur Feststellung des Einflusses verschiedener Brennstoffpreisliveaus auf das Simulationsergebnis und bietet eine Möglichkeit zur Abschätzung der Unsicherheiten, welche durch die Annahme der Brennstoffpreise entsteht.

Zur Bestimmung der Sensitivitäten wurden die Brennstoffe Erdgas, Heizöl und Steinkohle um 10 % in jede Richtung getrennt voneinander variiert und jeweils eine Simulation durchgeführt. Im Fall von Heizöl wurden leichtes und schweres Heizöl gleichzeitig variiert; von einer Sensitivitätsbestimmung des Braunkohlepreises wurde aufgrund des ohnehin geringen Niveaus abgesehen.

Abbildung 36 zeigt das Ergebnis der Sensitivitätsanalyse gemittelt über die betrachteten Jahre 2006 bis 2011. Es zeigt sich, dass Steinkohle- und Gaspreise in etwa den gleichen Einfluss auf die Wohlfahrtsergebnisse haben. Auf Schwankungen der Preise für Heizöl reagieren die Modellergebnisse deutlich weniger sensibel. Das ist dadurch erklärbar, dass Steinkohle- und Gaskraftwerke öfter preissetzend sind als Ölkraftwerke, und somit ein direkterer Einfluss auf den Marktpreis besteht. Ölkraftwerke werden eher als Spitzenlastkraftwerke eingesetzt und kommen damit auch viel seltener überhaupt zum Einsatz, um für die Berechnung von Konsumenten- und Produzentenrente relevant zu sein.

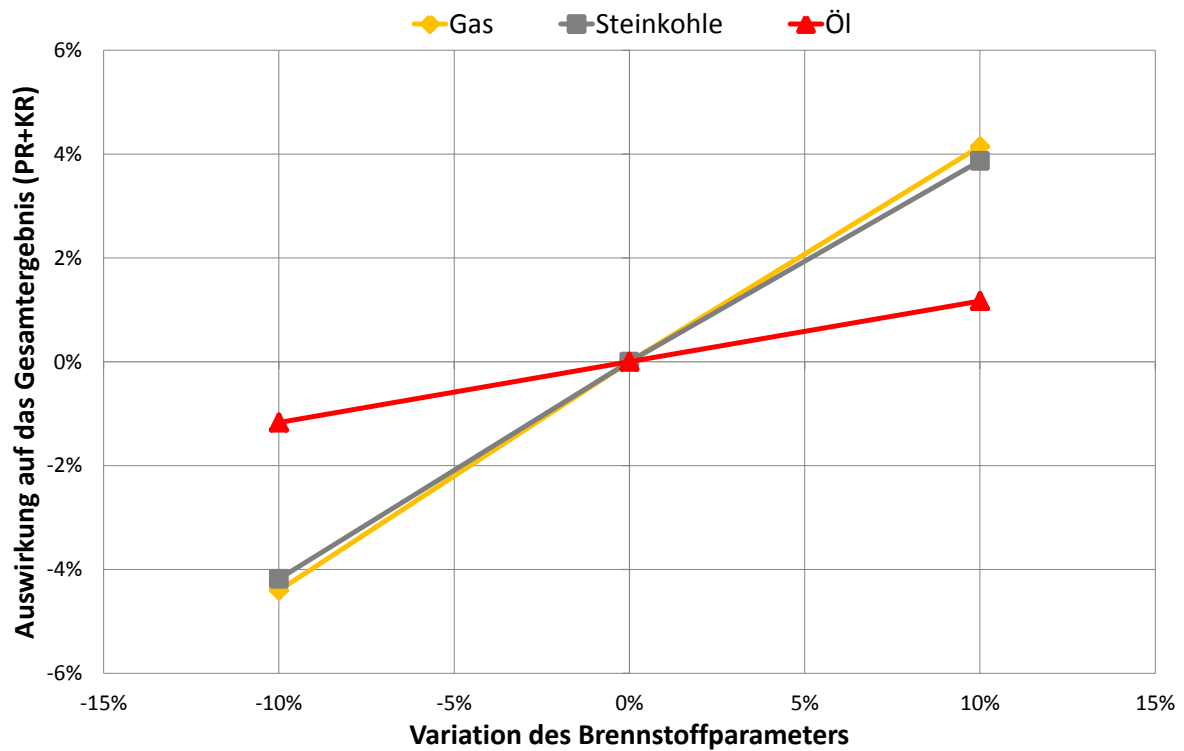


Abbildung 36: Mittlere Sensitivitäten der Brennstoffpreise für die Jahre 2006-2011

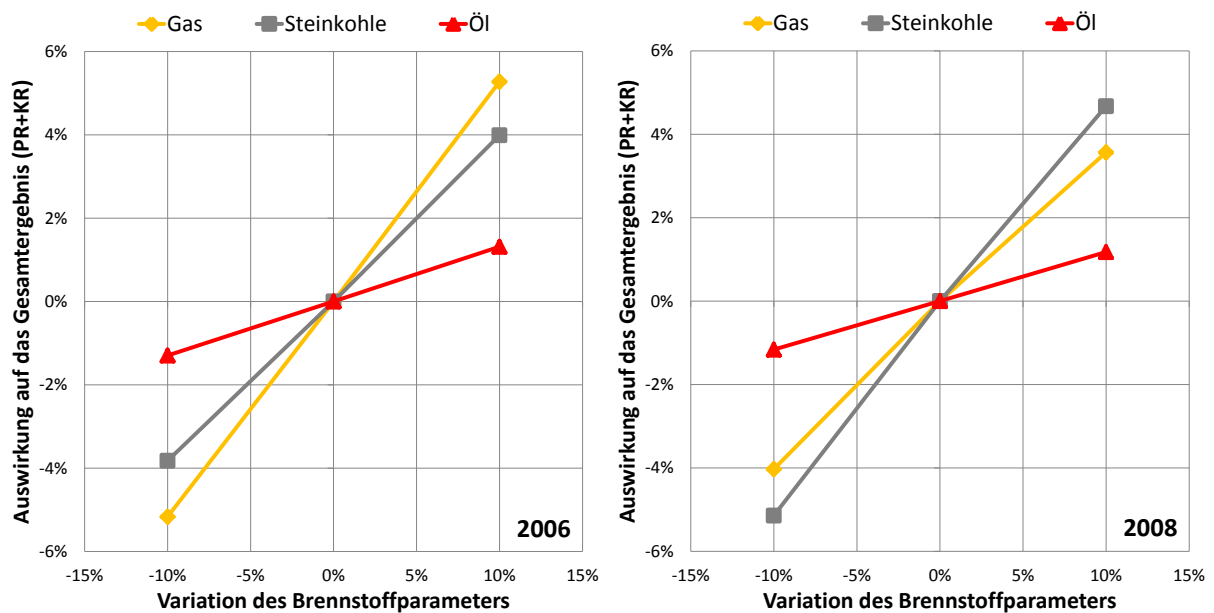


Abbildung 37: Gegenüberstellung der Sensitivitäten aus den Einzeljahren 2006 und 2008

Bei einer detaillierteren Auswertung kann auch festgestellt werden, dass die Sensibilitäten von Kohle und Gas über die Jahre variieren, wie exemplarisch anhand der Jahre 2006 und 2008 in Abbildung 37 dargestellt ist³¹.

³¹ Die Diagramme aller Jahre sind im Anhang 8.2.2 auf Seite 163 nachschlagbar.

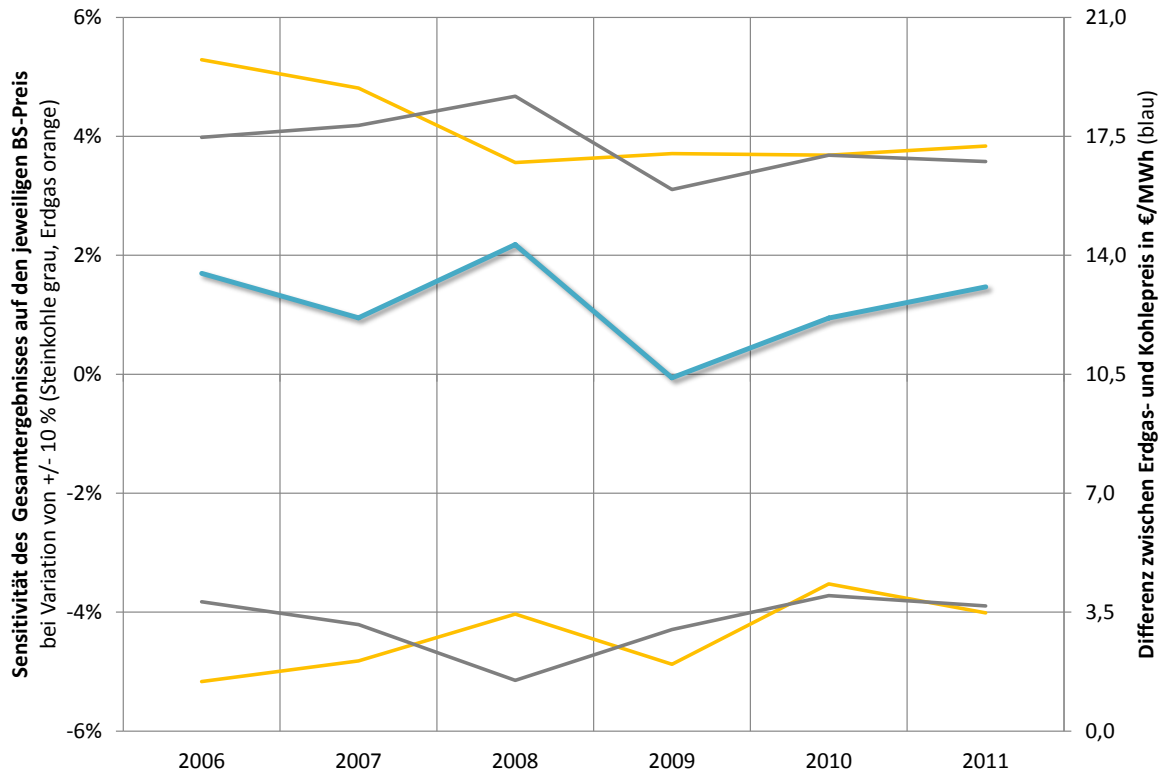


Abbildung 38: Verlauf der Sensitivitäten im Vergleich zur Differenz der absoluten Brennstoffpreise von Kohle und Erdgas (blau, rechte Ordinate)

Weiters ist erkennbar, dass die Sensitivitäten der Einzeljahre leichte Nichtlinearitäten aufweisen. Als möglicher Einflussfaktor dafür kann die absolute Höhe des Brennstoffpreises bzw. die Differenz zwischen Kohle- und Gaspreis festgestellt werden. Zum Vergleich ist in Abbildung 38 der Verlauf der Sensitivitäten von Erdgas- und Steinkohlepreis zueinander und dazu die Differenz der absoluten Brennstoffpreise dargestellt.

3.5.3 Fazit der Fallstudie

Die Simulation unter Anwendung der in dieser Arbeit dargestellten Methodik zeigt, dass der Börsenhandel in Deutschland den im Fall von monopolistisch agierenden Elektrizitätsunternehmen entstehenden Kraftwerkseinsatz dahingehend verändert, dass im „Best Case“ ohne Berücksichtigung von Netzrestriktionen ein Wohlfahrtsgewinn in der Höhe von vier bis sechs Milliarden Euro pro Jahr entsteht. Dabei entfallen etwa drei bis vier Milliarden auf zusätzliche Gewinne der Handelspartner (Steigerung der Produzentenrente) und ein bis zwei Milliarden auf eingesparte Kosten durch günstigeren Stromzukauf (Steigerung der „Konsumentenrente“ im Sinne dieser Arbeit). Das Ergebnis zeigt die Wichtigkeit der Einführung eines freien Elektrizitätsmarktes auf, der im strikten Vergleich zum historischen „EVU“ eine deutliche Optimierung des Kraftwerkseinsatzes und damit der Erzeugungskosten mit sich bringt.

Werden die physikalischen Netzrestriktionen unter Annahme eines vollständig integrierten Elektrizitätsbinnenmarktes in der Berechnung berücksichtigt, so verringert sich das gesamte

„Wohlfahrtsdreieck“ um etwa 200 bis 400 Millionen Euro pro Jahr. Ein Großteil dieses Betrages entsteht durch die reduzierten Exporte, die aufgrund der Berücksichtigung des Netzes nicht mehr realisierbar sind.

Der Vergleich mit den simulierten Fixkosten der berücksichtigten Kraftwerkseinheiten zeigt, dass deren Deckung nicht zuverlässig durch den „Energy Only“-Markt gewährleistet werden kann. Für ein zukünftiges neues Strommarktdesign empfiehlt es sich daher, unter Beibehaltung des bestehenden „Energy Only“-Marktes zur Wohlfahrtsoptimierung des Kraftwerkseinsatzes eine zusätzliche Möglichkeit zur zuverlässigen Abdeckung der Fixkosten zu schaffen. Dabei muss allerdings darauf geachtet werden, dass der bereits am Energiemarkt erwirtschaftete Deckungsbeitrag bei der Abgeltung der Fixkosten entsprechend berücksichtigt wird.

Abschließend bleibt anzumerken, dass die Betrachtungen unter Verwendung des volkswirtschaftlichen Ansatzes von Wohlfahrt, KR und PR ein theoretisches Experiment darstellt und einige Aspekte unberücksichtigt lässt oder nur näherungsweise erfasst, wie im Zuge des Abschnittes dargelegt wurde.

4 Der Wert von Windkraft und Photovoltaik im Gesamtsystem

Zur Erreichung der nationalen EU-2020-Ziele und aufgrund der Vorreiterrolle bei der Entwicklung und Umsetzung erneuerbarer Energien, für die sich Deutschland aktiv entschieden hat, werden dort finanzielle Fördermechanismen insbesondere im Stromsektor eingesetzt. Diese Mechanismen haben in den letzten Jahren zu einem rasanten Ausbau von Wind und Photovoltaik geführt (siehe Abbildung 39), dessen Folgen nun anhand steigender EEG-Umlagen und mangelnder Investitionsanreize in konventionelle Erzeugungstechnologien zur Bereitstellung von gesicherter Leistung und Netzdienstleistungen erkennbar werden.

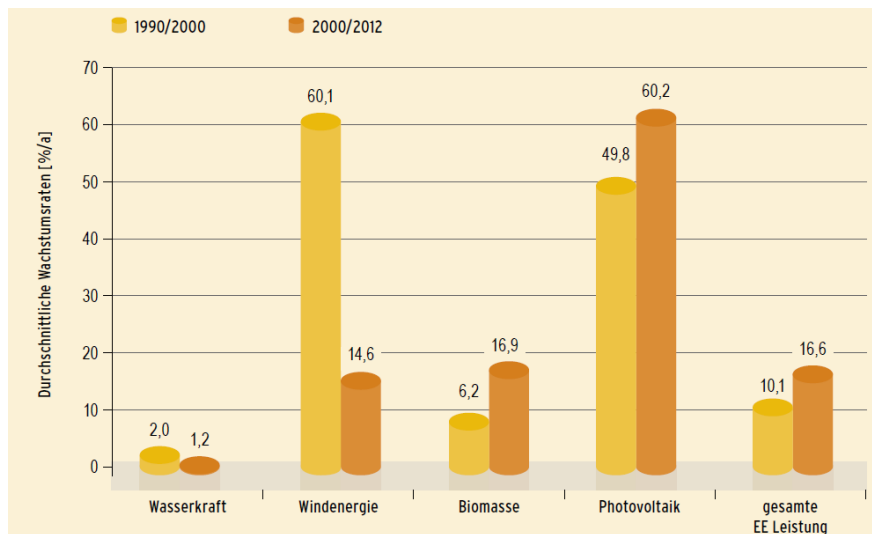


Abbildung 39: Zuwachsraten der installierten Leistung (Durchschnitt).
Quelle: (BMU, 2013a S. 21)

Einerseits haben die Förderungen ihre geplante Funktion erfüllt: Die installierte Leistung von Windenergie zur Stromerzeugung liegt mit Oktober 2013 bei 32,5 GW und Photovoltaik (PV) erreicht eine Kapazität von über 35 GW laut BNetzA in (Burger, 2014). Die Investitionskosten sind vor allem bei PV deutlich gesunken (Wirth, 2014 S. 7). Andererseits zeigen sich auch Auswirkungen durch den starken, mehr oder weniger unkontrollierten Zubau von Wind und PV, die nicht bzw. nicht in diesem Ausmaß vorhergesehen wurden. Diese sind beispielsweise:

- stetig sinkende Preise am Großhandelsmarkt, bedingt durch die hohe Durchdringung der Erneuerbaren und deren niedrigen (kurzfristigen) Grenzkosten
- daraus folgend erhöhte Unsicherheiten bei Investitionen in neue Kraftwerke zur Erhaltung der gesicherten Leistung; Investitionen werden ausgesetzt
- die Gefährdung der Wirtschaftlichkeit bereits errichteter Kraftwerke; diese werden teilweise vor Ende ihrer technischen Nutzungsdauer außer Betrieb genommen
- rasant steigende EEG-Umlagen, die der Endkunde tragen muss, siehe Abbildung 40.

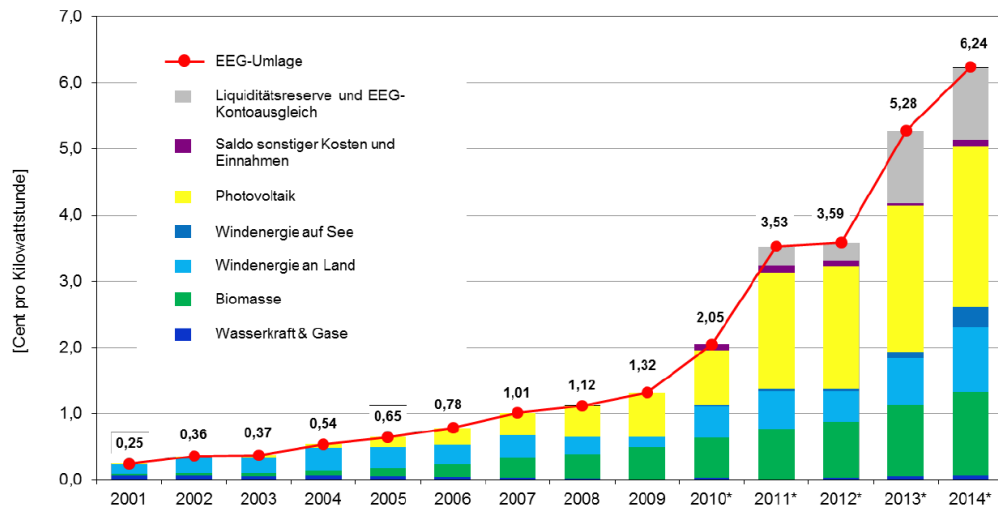


Abbildung 40: Entwicklung der EEG-Umlage. Quelle: (BMU, 2013b S. 17)
 *) Prognosen der ÜNB gemäß AusglMechV

All diese Folgen des bisherigen RES-Ausbaus haben erneute Diskussionen ins Leben gerufen, welche Arten von erneuerbarer Energie in das Elektrizitätssystem integriert werden sollen und in welchem Ausmaß bzw. in welcher Geschwindigkeit dies geschehen soll. Eine der direkten politischen Auswirkungen dieser Diskussionen ist die Limitierung der Förderung von PV-Anlagen auf eine gesamt installierte Leistung von 52 GW (§20b) sowie die Annahme eines Zubaukorridors von 2.500-3.500 MW pro Jahr (§20a) im aktuell gültigen³² Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG).

Aus diesen Gründen stellt sich die Frage nach der Wertigkeit der unterschiedlichen RES-Erzeugungstechnologien bezogen auf deren Beitrag zum Gesamtsystem. Für eine Anpassung der bislang erfolgten unkontrollierten Querschnitts-Förderung aller Technologien, die für den nicht gesteuerten Ausbau verantwortlich ist, könnte eine gesamtsystemische Betrachtung insbesondere von Wind und Photovoltaik wertvolle Informationen bringen. Im folgenden Abschnitt dieser Arbeit werden einige Aspekte einer gesamtsystemischen Betrachtung von Windkraft und Photovoltaik in Deutschland unter Einbeziehung von technischen wie wirtschaftlichen Gesichtspunkten sowie der Rückwirkungen auf bestehende Teile des Elektrizitätssystems diskutiert. Eine Untersuchung von ökologischen Aspekten wird dabei auf den Vergleich der CO₂-Emissionen aus der Stromerzeugung beschränkt, da es zu diesen Themen bereits eine Vielzahl von Studien (Reduktionspotentiale, Life-Cycle-Analysen etc.) gibt.

4.1 Allgemeiner Überblick zu Studien aus der Literatur

Es gibt mittlerweile sehr viele Studien über Windkraft und Photovoltaik. Einige davon befassen sich mit ausschließlich technischen Themen von den Anlagen selbst bis hin zur Speicherung und Netzintegration, andere mit Fördersystemen und dem EEG; wieder andere

³² Stand Februar 2014, zuletzt durch Artikel 5 des Gesetzes vom 20. Dezember 2012 (BGBl. I S. 2730) geändert

versuchen optimale Anteile im Erzeugungsmix zu ermitteln. Im folgenden Abschnitt werden einige Veröffentlichungen dargestellt, die entweder in die Richtung dieser Arbeit gehen oder aus denen für die Erstellung der Arbeit wichtige Erkenntnisse abgeleitet werden konnten.

4.1.1 Beispiele besonderer Methoden zur Bewertung von Windkraftanlagen

Die Entscheidungsfindung für den Bau von Windkraftanlagen ist sowohl im groben Rahmen als auch für einzelne Anlagen ein Prozess, bei dem mehrere verschiedene Einflussfaktoren eine Rolle spielen. Daher wäre es interessant, all jene Faktoren zu einer einzigen Kennzahl zusammenfassen zu können, auf deren Basis dann eine Entscheidung getroffen werden kann (*Multikriterienanalyse, MCA*).

Niu et al. haben eine Möglichkeit untersucht, mehrere Faktoren für die Bewertung einzelner, konkreter Bauvorhaben für Windstandorte zu einer Bewertungskennzahl zusammenzufassen (Niu, et al., 2011). Offensichtlich gibt es auch in China einen "Wildwuchs" an Zubau von Windkraftanlagen, denn Niu et al. schreiben von einer *so raschen Entwicklung*, dass Windkraftanlagen *ziellos* gebaut werden (Niu, et al., 2011 S. 5046). Die Sinnhaftigkeitsanalyse von Windkraft ist ein *Prozess mit mehreren Faktoren* und Niu et al. suchen nach einer wissenschaftlichen Methode, um verschiedene Faktoren in einer einzelnen Analyse zusammenzufassen. Im Fall dieser Veröffentlichung sind dies „Ressourcen“³³, geographische Gegebenheiten, der technische Stand³⁴ sowie (betriebs-)wirtschaftliche Effekte. (Niu, et al., 2011 S. 5046)

Die gewählte Methode auf Basis der „Rough Set Theory“ funktioniert – einfach erklärt – so, dass alle Parameter standardisiert, anschließend normalisiert und quantisiert werden, so dass am Ende eine Tabelle mit ganzzahligen Kennzahlen von (in diesem Fall) *1 bis 3* entsteht. Dadurch wird *„redundante Information entfernt, die das Finden von Erkenntnissen erschwert“* (Niu, et al., 2011 S. 5049). Die gewählten Kennzahlen werden dann nach ihrer „Wichtigkeit“ (mathematisch berechnet) gewichtet und zusammengefasst, wobei der genaue Vorgang der Gewichtung in der Veröffentlichung nicht detailliert beschrieben ist.

Die Autoren wenden zwar eine sicher hilfreiche Methode an, viel interessanter wäre jedoch zu beschreiben, wie die Kennzahlen für nicht messbare Größen wie z.B. geologischer Zustand, Transportaufwand und *„Distribution Status“* etc. gefunden wurden. Die „Berechnung“ der Gewichtungsfaktoren anhand einer mathematischen Formel ist zu hinterfragen; hier ist Erfahrung aus vergangenen Projekten – sofern vorhanden – eventuell eine bessere Basis für eine „vernünftige“ Gewichtung. Die Schlüsse, die aus den resultierenden Zahlen gezogen werden, sind alleine schon mangels eines Bewertungsschlüssels für die resultierende Kenngröße wenig nachvollziehbar.

³³ Gemeint ist das Potential der Windkraft; mittlere Windgeschwindigkeiten, Volllaststunden, Leistungsdichte

³⁴ Im Original: *„technical strength“*

Die Unsicherheiten der Gewichtungsfaktoren und die fehlende sachliche Aussagekraft der Bewertungskennzahl sind der Grund dafür, warum die im Zuge dieser Arbeit betrachteten Kriterien *nicht* mit einer MCA-ähnlichen Methode zusammengefasst, sondern die Ergebnisse einzeln gegenübergestellt werden. So kann sich der Leser ein gutes Bild machen und selbst entscheiden, welche Kriterien wichtiger sind und welche weniger.

Eine weitere Methode, die im Zuge der Bewertung von Kraftwerken verwendet wird, ist die Methode der *Realoptionen* (*real options theory*). Kumbaroglu et al. wenden diese Methode zur Bewertung des Baus neuer Erzeugungseinheiten mit erneuerbarem Primärenergieträger an (Kumbaroglu, et al., 2008).

Als Motivation führen die Autoren an, dass durch die Liberalisierung die Unsicherheit über die Höhe des Verbrauchs und damit auch die Unsicherheit über den Marktpreis sowie das Verhalten von Investoren unter diesen Unsicherheiten dazu führen, dass die klassische Kapitalwertmethode (engl. *net present value, NPV*) als Investitionsrechnung durch „*more sophisticated valuation techniques*“ ersetzt werden soll. Als Alternative für *nicht rückgängig-machbare Investitionen* finden die Autoren die „*real options theory*“ als geeigneten Ansatz, um die Unsicherheit während der Nutzungsdauer zu berücksichtigen. (Kumbaroglu, et al., 2008 S. 1883f)

Das Modell soll unter dem Aspekt des „*policy planning*“ Lernkurveneffekte in die Bewertung verschiedener Ausbaupfade integrieren. Dabei wird insbesondere auf eine mögliche *Verschiebung* des Investitionsvorhabens *in die Zukunft* eingegangen. Im Vergleich dazu gehen übliche Investitionsrechenmethoden wie z.B. die Kapitalwertmethode von einer sofortigen Durchführung der Investition aus (Kumbaroglu, et al., 2008 S. 1884). Die Studie zeigt durch Berücksichtigung dieses Aufschiebungseffektes unter anderem, wie spät erneuerbare Energien in das Beispielsystem gelangen, wenn diese nicht durch Fördermechanismen unterstützt werden.

Für die vorliegende Arbeit ist insbesondere die Berücksichtigung der Lernkurveneffekte von Bedeutung, da diese bei langfristigen Kostenbetrachtungen insbesondere bei den „neuen“ erneuerbaren Energietechnologien Wind und PV eine große Rolle spielen können.

4.1.2 Volkswirtschaftliche Studien

Ein weiterer Sektor der Bewertung von Wind und PV betrifft die *volkswirtschaftlichen Auswirkungen* des Ausbaus dieser Technologien. Da sich die vorliegende Arbeit ebenfalls mit volkswirtschaftlichen Methoden beschäftigt, werden diese Studien kurz dargestellt.

Das Ziel der volkswirtschaftlichen Studien ist meist die Darstellung von primären und sekundären *Effekten* und der *Wertschöpfung* z.B. des Windkraftausbaus sowie von *Beschäftigungseffekten* (in Österreich: „Green Jobs“). Ein in Österreich gerne zitiertes Werk ist die Studie von Moidl et al. zum „Wirtschaftsfaktor Windenergie“ (Moidl, et al., 2011), in der sowohl Effekte durch Erbringung von Leistungen für den Bereich Windkraft (Herstellung) als

auch durch den Betrieb von Windkraftanlagen auf Basis von Szenariorechnungen in die Zukunft untersucht werden. Die Studie zeigt auf, dass durch den Zubau und die Fertigung von Windkraftanlagen durchwegs positive Beschäftigungs- und Wertschöpfungseffekte erzielt werden können, wobei nur der Zeitraum 2006-2010 negative Effekte zeigt (Stagnation des Windkraftausbaus in Österreich) (Moidl, et al., 2011 S. 14f).

Eine ähnliche Studie wurde bereits von Hirschl et al. 2010 für Baden-Württemberg im Auftrag von Greenpeace durchgeführt (Hirschl, et al., 2010). Die Studie untersucht ebenfalls Beschäftigungs- und Wertschöpfungseffekte entlang des Lebenszyklus einer Windenergieanlage von der Planung über die Produktion und Installation bis zur technischen und kaufmännischen Betriebsführung (Hirschl, et al., 2010 S. 8). Dabei wird speziell auf die Besonderheiten der Untersuchung auf Bundesländerebene in Hinblick z.B. auf Steuern geachtet.

Aktuellere volkswirtschaftliche Studien konzentrieren sich nicht mehr nur auf eine einzelne RES-Technologie, sondern die „Energiewende“ oder allgemein die Energiestrategie eines Landes als Ganzes, inklusive den nicht außer Acht zu lassenden Faktoren Energieeffizienz und Energieeinsparung, z.B. (ifeu & gws, 2012) und (Ecoplan, 2012). Die zentralen Ziele dieser Studien sind ebenso gesamtwirtschaftliche Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte.

Der Vollständigkeit halber sei erwähnt, dass auch einige Studien zu volkswirtschaftlichen Effekten der Ökostromförderung, z.B. spezielle Fördersysteme oder die Implementierung in den einzelnen Staaten, z.B. das deutsche Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), erstellt wurden. Da Fördersysteme aber nicht Teil dieser Arbeit sind, wird nicht näher auf diese Studien eingegangen.

4.1.3 „Market Value“ und optimaler Anteil von Wind und PV im System

Die Arbeiten von Hirth kommen einer Interpretation einer gesamtsystemischen Wertigkeit im Sinne der Untersuchungen in dieser Arbeit von jenen der aktuelleren Forschung teilweise sehr nahe, daher wird insbesondere der „Market Value“ von Wind (Hirth, 2013) und der wohlfahrtsoptimale Anteil von Wind und PV im System (Hirth, 2012) in diesem Abschnitt diskutiert.

Die Studie zum Thema „Market Value“ befasst sich mit dem Effekt, dass sich die fluktuierenden erneuerbaren Energieträger Wind und Photovoltaik gewissermaßen selbst das „Wasser abgraben“. An jenen Tagen, wo die Sonne scheint und der Wind bläst und die RES-Kraftwerke volle Energie liefern können, sinkt der Marktpreis aufgrund der geringen Grenzkosten dieser Kraftwerke bzw. bedingt durch den geringeren Einsatz von thermischen Einheiten ab. In jenen Zeiten, wo kein Dargebot an Sonne und Wind vorhanden ist, sind die Marktpreise teilweise höher, die Anlagen können aber mangels Einspeisung nicht davon profitieren. Dieser Effekt wird oft als „Merit Order-Effekt“ in Zusammenhang mit fluktuierender Einspeisung bezeichnet. (Hirth, 2013 S. 219)

Der Marktwert der Erneuerbaren wird in diesem Paper nach Joskow definiert als „*der Ertrag, den die Erzeuger an den Märkten verdienen können, ohne Berücksichtigung von Einnahmen aus Förderungen*“ (Hirth, 2013 S. 218). In der Studie wird ein zeitgewichteter durchschnittlicher Großhandelspreis (sog. „*system base price*“) mit dem Marktwert in €/MWh verglichen. Die Differenz aus diesen beiden Größen wird eingeteilt in Kosten, die aufgrund der Variabilität entstehen („*profile costs*“), jene die aufgrund der begrenzten Prognostizierbarkeit entstehen („*balancing costs*“), und jene, die aufgrund der geographischen Dargebotsabhängigkeit entstehen („*grid costs*“, Stichwort „gerichteter Stromtransport“, siehe 4.2.1.2). (Hirth, 2013 S. 219)

In einem Kapitel beschreibt der Autor den Einfluss des bestehenden *Kapitalstocks* als entscheidend für das Ergebnis und zeigt drei Wege aus der Literatur auf, das Wissen um den historischen Kapitalstock zu umgehen. Eine dieser Möglichkeiten ist es, die historische Infrastruktur als gegeben hinzunehmen und nicht mehr zu verändern (der Autor nennt dies die „*short term perspective*“). Als weitere Methode wird der bekannte „Green Field-Approach“ genannt, also die Entwicklung auf der „grünen Wiese“ ohne irgendeine Berücksichtigung der bestehenden Infrastruktur („*long term perspective*“). (Hirth, 2013 S. 225f)

Die Berücksichtigung noch laufender, bereits gebauter Kraftwerke und die dynamische Entscheidung über Zubau und Schließung von Kraftwerken bezeichnet der Autor als „*medium term perspective*“ (Hirth, 2013 S. 226), welche der Realität vermutlich am nächsten kommt. Diese Perspektive entspricht auch dem verfolgten Ansatz im Modell ATLANTIS, wo sowohl der historische Kapitalstock (inklusive dessen Fixkosten) als auch ein neuer Ausbau entsprechend den Vorgaben des gewählten Szenariorahmens berücksichtigt werden.

Hirth zeigt in der Studie sowohl Resultate zum Marktwert von Wind und PV aus „mid-term“ und „long-term“-Berechnungen, als auch den Einfluss von Netzrestriktionen grenzüberschreitender Kapazitäten und des CO₂-Preises. Dass dieser auf den Marktwert der RES einen positiven Einfluss hat, ist gut nachzuvollziehen. Auch der Vergleich zwischen ausschließlicher Windkraftdurchdringung und Wind und PV in Kombination wird gezogen. Die für diese Arbeit relevanten Ergebnisse zeigen, dass für Windkraft der Marktwert in Abhängigkeit des Marktanteiles weit weniger schnell sinkt als bei Photovoltaik (Hirth, 2013 S. 227, 228). Bei gleichzeitigem Ausbau ist der Abfall des Market Value als Funktion beider Technologien geringer als bei reinem Windausbau, wenn auch nur geringfügig (Hirth, 2013 S. 229).

In (Hirth, 2012) beschreibt Hirth einen Ansatz zur Ermittlung des *wohlfahrtsökonomisch optimalen* Anteils an erneuerbaren Energien auf Basis einer Kosten-Nutzen-Rechnung mit speziellem Fokus auf die Variabilität der Erzeugung aus diesen Technologien.

Das Modell von Hirth minimiert die Gesamtsystemkosten zur Deckung eines exogen vorgegebenen Verbrauchs elektrischer Energie. Dabei werden Kapitalkosten für Erzeugung, Übertragung und Speicherung sowie „*sonstige Fixkosten*“ und alle variablen Kosten (Brennstoff, CO₂, sonstige) berücksichtigt. Das Modell stellt den Kraftwerkspark stark vereinfacht in Form von elf verschiedenen Erzeugungstechnologien dar, welche auch PDSM und Pumpspeicher,

aber keine natürlichen Speicher beinhalten. Pumpspeicher werden dabei auf die angenommene Pump- und Turbinenleistung limitiert und der Speicherinhalt mit einer angenommenen Kapazität von acht Pump-Volllaststunden modelliert. Die Erzeugungscharakteristik von Wind und PV wird mittels exogen vorgegebenen stündlichen Erzeugungsprofilen modelliert. Das berücksichtigte Marktsystem ist der Energy Only-Markt mit einer einfachen Annahme von Anfahrkosten, allerdings nur so, dass das Modell linear bleibt. (Hirth, 2012 S. 4ff)

Die Berücksichtigung von so genannten „*Inflexibilitäten*“, damit sind Kraftwerkseinsätze weg vom Kostenoptimum gemeint, erfolgt in diesem Modell durch Berücksichtigung von KWK, Must-Run (oder vorgehaltene Reserve) für Regelreserve sowie An- und Abfahrkosten von Kraftwerken. (Hirth, 2012 S. 7f)

Das Besondere an dieser Studie ist, dass die bearbeitete Fragestellung unter sehr ähnlichen Modellannahmen – abgesehen vom exakten Ausbaupfad der Kraftwerkskapazitäten – bearbeitet wird, wie die Untersuchungen in der vorliegenden Arbeit. Der grundlegende Unterschied liegt darin, dass das Modell von Hirth den Kraftwerkseinsatz auf *stündlicher Basis* ermittelt. Aus diesem Grund ist ein Vergleich des optimalen Anteils der erneuerbaren Energieformen mit deren Wertigkeit als Ergebnis dieser Arbeit von Interesse. Die *Ergebnisse* der Untersuchung von Hirth zeigen, dass unter heutigen Bedingungen („*benchmark conditions*“) ein Ausbau der Windkraft auf 1 % Anteil an der Erzeugung wirtschaftlich ist, und das nur in Belgien und den Niederlanden. Fallen die Investitionskosten um 30 %, so ergibt sich für Deutschland ein optimaler Marktanteil von 10 %. *Photovoltaik* ist selbst bei einer Reduktion von 60 % der Investitionskosten nicht wirtschaftlich (der optimale Anteil liegt trotzdem bei 0 %). (Hirth, 2012 S. 13)

4.2 Aspekte für eine gesamtsystemische Betrachtung von Wind und PV

Es gibt bereits einige Untersuchungen zum Wert von erneuerbaren Energietechnologien und deren optimaler Durchdringung des Elektrizitätssystems. Die meisten davon zielen auf einen bestimmten Aspekt ab, nur wenige befassen sich mit mehreren Kriterien gleichzeitig. In diesen Fällen liegt der Studie oder Untersuchung meist eine mathematische Methode zugrunde, die – sofern für alle Kriterien eine Quantifizierung möglich ist – ein Ergebnis in Form einer zusammengesetzten Zielgröße (Zahl) liefern kann. Zu deren Berechnung muss aber eine *Bewertung* („*Verknüpfungsregel*“) der einzelnen Kriterien erfolgen, die entweder methodisch oder subjektiv entsprechend gewünschter Präferenzen durchgeführt werden kann, vgl. (Bamberg, et al., 1981 S. 44). Die Gewichtung erhöht allerdings die Unsicherheit der Entscheidung und bringt eventuell einen subjektiven Einfluss in die Methodik ein. In diesem Abschnitt werden verschiedene Beispiele für Bewertungskriterien diskutiert, diese werden aber nicht mit einer „*Verknüpfungsregel*“ zu einem Ganzen zusammengefasst, da dies nicht der Wissenschaft, sondern den Entscheidungsträgern obliegt.

4.2.1 Technische Aspekte von Wind und PV im Kontext des Gesamtsystems

Erneuerbare Energieträger unterscheiden sich von konventioneller Erzeugung in thermischen Kraftwerken wesentlich durch die *zeitliche* und *örtliche Abhängigkeit* vom Dargebot des Primärenergieträgers (mit Ausnahme der Biomasse). Dadurch ergibt sich die Problematik, dass die Erzeugung nicht immer dann bereit steht, wenn die Verbraucher dies wünschen. Der Beitrag zu einer *gesicherten Leistung* zu Hochlastzeiten und zur Versorgungssicherheit ist damit ebenfalls ein wichtiger Aspekt bei der Betrachtung der Windkraft im Gesamtsystemkontext. Aufgrund der Dargebotsabhängigkeit genießt die Windkraft in vielen Ländern auch einen *Einspeisevorrang*, damit möglichst viel elektrische Energie aus Wind in das System integriert werden kann. Dadurch entstehen *Rückwirkungen* auf das bestehende System, insbesondere auf die Fahrweise thermischer Kraftwerke und Speicher sowie auch auf Leitungsauslastungen und regelzonenübergreifende Lastflüsse. Diese Aspekte werden in den folgenden Punkten detaillierter betrachtet.

4.2.1.1 Zeitliche Abhängigkeit der Erzeugung

Die zeitliche Abhängigkeit ergibt sich durch die Nichtspeicherbarkeit des Primärenergieträgers. Während Wasserkraft durch die Möglichkeit einer Stauung des Wassers noch in gewissen Grenzen speicherbar ist, muss bei Windkraft- und Photovoltaikanlagen der Primärenergieträger in dem Moment gewandelt werden, in dem er ausreichend zur Verfügung steht. Auf diese zeitliche Abhängigkeit muss das Elektrizitätssystem *reagieren*, um die Windenergie möglichst in vollem Umfang integrieren zu können. Dies kann mit Speicherung (z.B. Pumpspeicher, Druckluftspeicher...), Flexibilisierung thermischer Kraftwerke oder Flexibilisierung des Verbrauches geschehen.

Diese Maßnahmen sind aber mit teilweise sehr hohen Kosten verbunden. Daher liegt es nahe, unterschiedliche RES-Erzeugungstechnologien dahingehend zu untersuchen, wie gut sie sich *ohne* zusätzliche Schritte in das bestehende System einfügen können. Zur Bewertung dieser „Kompatibilität“ mit dem bestehenden System wurde eine Korrelationsanalyse der Einspeisedaten von Photovoltaik, Wind on- und offshore mit dem Verbrauch in Deutschland durchgeführt (siehe Kapitel 4.3).

4.2.1.2 Ortsabhängigkeit der Erzeugung – Beispiel Deutschland

Die örtliche Abhängigkeit kann in eine technische und eine wirtschaftliche Komponente (Kapitel 4.2.2) gegliedert werden. Technisch gesehen entsteht durch die örtliche Abhängigkeit erneuerbarer Energien eine Notwendigkeit für einen *gerichteten Transport* von elektrischer Energie (Nischler, et al., 2014 S. 10), und das über weitere Strecken als bisher. Die Wahl von Standorten für thermische Kraftwerke wird technisch gesehen nur durch das Vorhandensein von Infrastruktur für die Belieferung mit dem entsprechenden Primärenergieträger (Pipeline, Schienennetz) und eventuell durch eine Möglichkeit der Kühlung wie z.B. ein Standort am Meer oder an einem Fließgewässer beeinflusst. Um daher weite,

verlustbehaftete Transportstrecken zu vermeiden, wurden thermische Einheiten in der Vergangenheit möglichst *verbrauchsnahe* errichtet. Das Verbundnetz erfüllte dabei die Funktion der *Minimierung der Reservehaltung*, vgl. (Nischler, et al., 2014).

Durch den Zubau der ortsabhängigen und speziell im Fall der Windkraft tendenziell *verbrauchsfernen* erneuerbaren Erzeugung ändert sich die Funktion des Verbundnetzes, und ein Ausbau an Kapazitäten wird erforderlich, wie die Diskussionen und verschiedene Studien rund um den Netzentwicklungsplan in Deutschland deutlich zeigen. Die Kosten für diese technische „*Entfernungsbewältigung*“ durch Netzoptimierung, -verstärkung und -ausbau (NOVA) inklusive Startnetz beziffert der zweite Entwurf des Netzentwicklungsplans 2013 mit etwa 22 Milliarden Euro (NEP, 2013 S. 88).

Ein weiterer Gesichtspunkt der Ortsabhängigkeit ist das Vorhandensein von *erlaubten Flächen* zur sinnvollen Errichtung von Windkraftanlagen (WKA). Die Einhaltung von Mindestabständen zu Siedlungsgebieten, nicht nutzbaren Waldflächen oder Gebieten, die unter Naturschutz stehen, schränken wie auch einige weitere rechtliche und ökologische Kriterien mögliche Standorte für Windkraftanlagen weiter ein, vgl. (BWE, 2011 S. 8ff). Eine Potentialstudie des Fraunhofer IWES im Auftrag des Bundesverbandes WindEnergie (BWE) zeigt jedoch, dass bei nur 2 % der nutzbaren Flächen in Deutschland genug Potential vorhanden ist, um eine installierte Leistung von knapp 200 GW Onshore-Windkraft mit mindestens 1.600 Volllaststunden zu errichten (BWE, 2011 S. 14).

4.2.1.3 Der Beitrag von Windkraft und Photovoltaik zur Spitzenlastdeckung

Photovoltaik erzeugt Strom in den Stunden des Tages, an denen es hell ist. In Ländern, die in diesem Zeitbereich ihre Höchstlastzeiten haben, kann PV einen direkten Beitrag zur Spitzenlastdeckung liefern. Dies gilt insbesondere für die südlicheren Länder Europas, beispielsweise Italien oder Griechenland, bei denen im Sommer die höchste auftretende Nachfrage elektrischer Energie auftritt, bedingt durch den höheren Anteil an Klimaanlageanlagen und Sommertourismus. In den zentraleuropäischen Ländern tritt die Jahreshöchstlast im Winter auf, meistens zwischen 18:00 und 20:00 abends (Stigler, et al., 2013 S. 7ff). In dieser Zeit ist die Produktion aus PV-Anlagen annähernd null, das bedeutet, dass ohne Einsatz von Speichertechnologien der Beitrag von PV zur Spitzenlastdeckung in Mitteleuropa praktisch gleich null ist.

Aufgrund der Dargebotsabhängigkeit ist ein *gezielter* Einsatz von Windenergie zur Spitzenlastdeckung ebenso nicht möglich. Mit statistischen Methoden kann ein *Erwartungswert* der verfügbaren Leistung von Windkraft zur Spitzenlastzeit ermittelt werden, welcher bei Verwendung von langen Zeitreihen als Vergleichswert für eine „gesicherte“ Leistung dienen kann. Dieser Wert wurde in mehreren Studien untersucht. Nacht ermittelt mit einer stündlichen Berechnung unter Zuhilfenahme einer Langzeitreihe von Windgeschwindigkeiten einen Beitrag zur Jahreshöchstlaststunde von mindestens 4-6 % der installierten Leistung (Nacht, et al., 2014 S. 13). Die Deutsche Energieagentur (dena) gibt in einer Kurzstudie 2010 einen Bereich von 5-10 % an (dena, 2010 S. 25). Wird ein Ansatz ähnlich wie

bei der Wasserkraft verfolgt, wo aufgrund der Fluktuation die gesicherte Leistung mit dem 95 %-Quantil³⁵ oder 90 %-Quantil³⁶ abgeschätzt wird, so kann die „gesicherte“ Leistung auch 10 % der installierten Leistung überschreiten, ist aber unter 20 % der installierten Leistung anzusiedeln, vgl. (Fath, et al., 2011 S. 14).

Durch einen alternativen Speichereinsatz – also nicht markt- bzw. preisgetrieben sondern gezielt zur Anpassung von Windkrafteinspeisung an das Verbraucherverhalten – kann dieser Anteil deutlich erhöht werden, wie Nacht zeigt (Nacht, et al., 2014). Der Einsatz von Speichertechnologien für die Speicherung von Windenergie hebt also unter diesem Aspekt die *Wertigkeit* der Windkraft für das Gesamtsystem. Interessant ist in diesem Zusammenhang auch, dass die Untersuchung von Nacht zeigt, dass dieser Effekt bei Windkraft stärker zu beobachten ist als bei Photovoltaik. Bei PV sind laut Modellrechnung deutlich mehr Speicherkapazitäten notwendig und trotz Erhöhung des Anteils zur Spitzenlastdeckung durch den Speichereinsatz steht dieser in keinem Verhältnis zur tatsächlich installierten Leistung (Nacht, et al., 2014 S. 15).

4.2.1.4 Technische Rückwirkungen auf das bestehende System

Durch die fluktuierende Einspeisung der Windkraft und deren *Vorrang* gegenüber den konventionellen Erzeugungstechnologien verändert sich die bisherige Fahrweise von thermischen Einheiten und Speichern. Der Überbegriff „*Flexibilisierung*“, der sowohl für die Erzeugung als auch für den Verbrauch anwendbar ist, beschreibt diese Verhaltensänderung zur besseren Integration der fluktuierenden erneuerbaren Erzeugung und ist derzeit ein viel-diskutiertes Thema. Seitens der Industrie ist diese Problematik bereits länger bekannt. So wurde unter anderem bereits 2011 im Rahmen der Jahrestagung der europäischen Elektrizitätsindustrie über die Thematik der Rückwirkung auf bestehende Erzeugungsanlagen gesprochen – diese war gleichzeitig auch der Auslöser für Diskussionen und Forderungen rund um die Einführung von Kapazitätsmechanismen, vgl. z.B. (Eurelectric, 2011) und (Pototschnig, 2011 S. 7).

Aus der heutigen Perspektive können folgende, damals schon genannte und in Deutschland bereits auftretende *negative technische* Rückwirkungen auf das Gesamtsystem festgestellt werden:

- Durch rasche Veränderung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren müssen konventionelle Kraftwerke öfter an- und abfahren bzw. in Teillast betrieben werden
- Die Einsatzzeiten von thermischen Einheiten sinken, so dass der Betrieb von technisch notwendigen („*systemrelevanten*“) Kraftwerkseinheiten unrentabel wird und diese zum Teil künstlich und auf Kosten der Netzbetreiber in Betrieb gehalten werden müssen, vgl. (Nischler, et al., 2014).

³⁵ Österreichisches Normungsinstitut 1991 in (Fath, et al., 2011 S. 4): „...jene Leistung, die dem nutzbaren Zufluss Q_{95} im Regeljahr entspricht“

³⁶ Entspricht in etwa: „...diejenige Leistung, die an 330 Tagen des Regeljahres überschritten wird“ (BMU, 2010)

Diese beiden Punkte gelten für Wind und Photovoltaik gleichermaßen. Der Unterschied zwischen den beiden Technologien liegt in deren geographischer Verteilung. Die Potentiale der Windkraft liegen im Norden Deutschlands, wo sowohl Onshore-Anlagen höhere Volllaststunden erreichen können (vgl. Kapitel 4.5), als auch die (zukünftigen) Offshore-Anlagen an das kontinentale Stromnetz angebunden werden. Die Verbrauchsschwerpunkte in Deutschland liegen allerdings weiter südlich und die Außerbetriebsetzung von Kernkraftwerken bis 2022 unterstützt dieses Ungleichgewicht zusätzlich, wie Abbildung 41 zeigt.

Photovoltaik hingegen wird aufgrund des höheren Potentials vorrangig (aber nicht ausschließlich) im Süden zugebaut, wirkt dem Nord-Süd-Transportproblem daher eventuell positiv entgegen. Hier sind die technischen Rückwirkungen eher in der Verteilnetzebene spürbar, auf die aber im Rahmen dieser Arbeit nicht näher eingegangen wird.

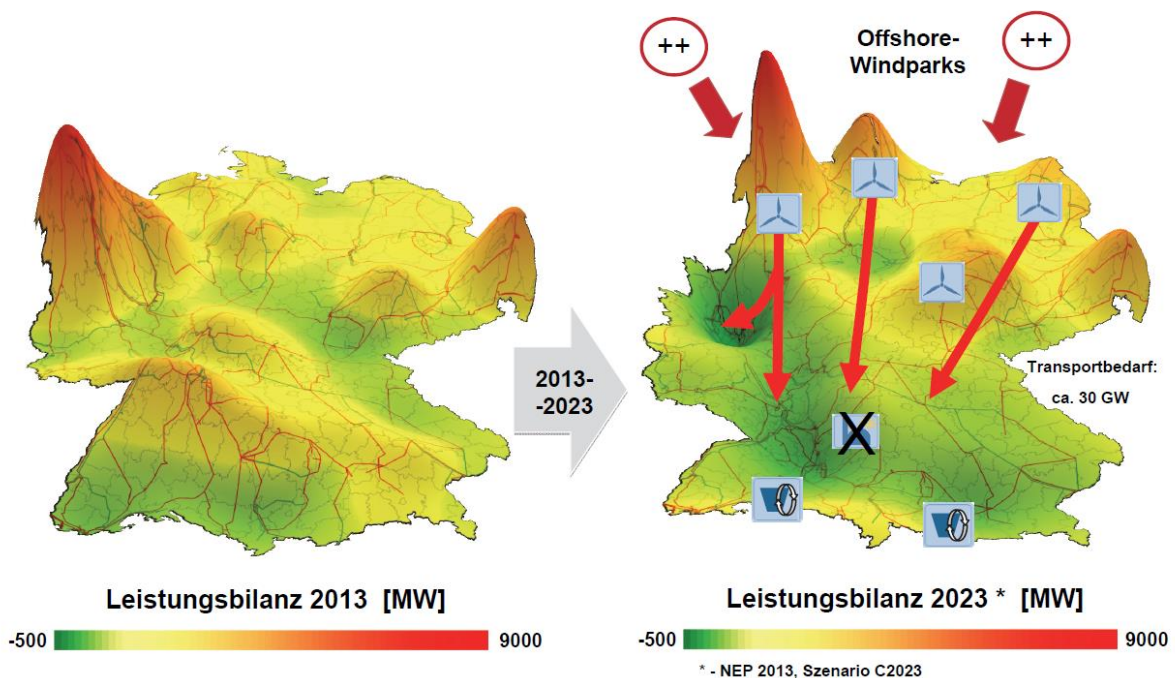


Abbildung 41: Leistungsbilanzen im deutschen Stromnetz 2013 und 2023. Quelle: (Barth, 2013)

Auf den grenzüberschreitenden bzw. regelzonenüberschreitenden Austausch von elektrischer Energie zeigt der Ausbau von Wind und Photovoltaik ebenfalls einen starken Einfluss, wie Analysen der Austrian Power Grid (APG) am Beispiel der deutsch-österreichischen Grenze zeigen (Kaschnitz, 2014). So hat sich der grenzüberschreitende Austausch im Rahmen des *hydrothermischen Verbundes* deutscher thermischer Kraftwerke mit österreichischen Pumpspeicherkraftwerken primär aufgrund des *Verbraucherverhaltens* eingestellt. Das bedeutet, in Schwachlastzeiten wurde elektrische Energie nach Österreich importiert und verpumpt, während in Starklastzeiten die Energiedeckung in Deutschland mit Exporten gestützt wurde. Durch die hohe Durchdringung der erneuerbaren Energien dominieren diese nun den grenzüberschreitenden Austausch, vor allem bei geringem Verbrauch und hoher RES-Einspeisung in Deutschland durch hohe Exporte nach Österreich. Trotzdem müssen in

der entgegengesetzten Situation auch hohe Exporte von Österreich nach Deutschland möglich sein. (Kaschnitz, 2014)

4.2.2 Wirtschaftliche Aspekte von Wind und PV im Kontext des Gesamtsystems

Neben den technischen Aspekten zählen für das Gesamtsystem ebenso wirtschaftliche Aspekte zur Bewertung von Erzeugungstechnologien. Zu diesen Aspekten können die Ortsabhängigkeit (in Bezug auf verfügbares Erzeugungspotential), die notwendigen Investitionskosten und – analog zur technischen Betrachtung – die wirtschaftlichen (marktseitigen) Rückwirkungen auf das Gesamtsystem gezählt werden.

4.2.2.1 Potential der Windenergie in Deutschland

Für die Wirtschaftlichkeit von Windkraftanlagen ist die am Installationsort vorherrschende *Windcharakteristik* entscheidend. Je höher die erreichbare Anzahl an *Volllaststunden* ist, desto wirtschaftlicher arbeitet eine WKA, da sich die Kosten für die Stromerzeugung vorwiegend aus *fixen* Kosten zusammensetzen. Eine wichtige Grundlage für eine hohe Volllaststundenzahl sind *hohe mittlere Windgeschwindigkeiten*, wie sie im flachen Norden Deutschlands, in exponierten höheren Lagen und auf dem Meer vorherrschen (siehe Abbildung 42). In Binnengebieten können niedrigere mittlere Windgeschwindigkeiten eventuell durch *Schwachwindräder* ausgeglichen werden, die bei gleicher Leistung größere Rotorflächen aufweisen als gewöhnliche WKA.

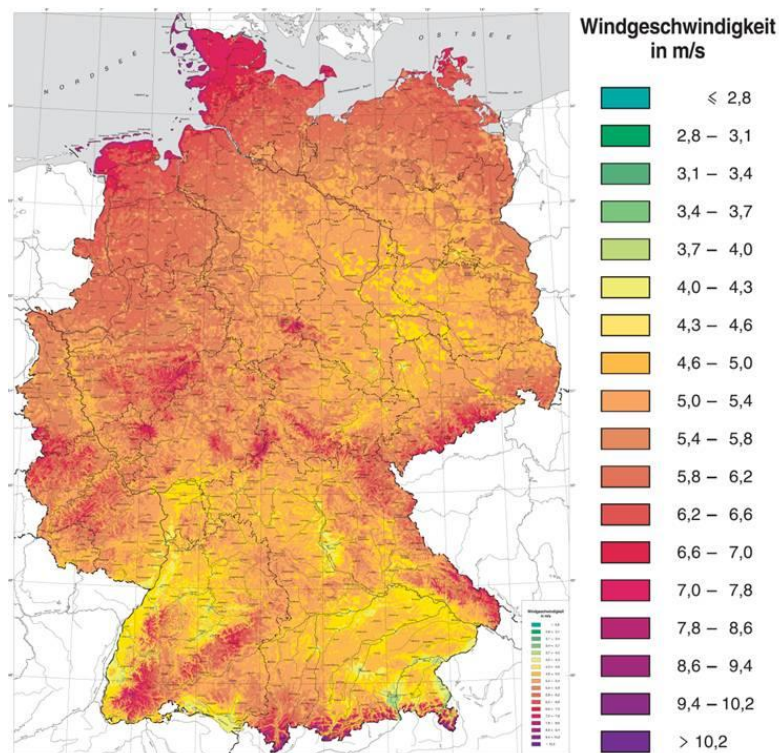


Abbildung 42: Verteilung der mittleren Windgeschwindigkeiten im deutschen Bundesgebiet
Quelle: (DWD, 2009)

Aufgrund der Wichtigkeit des Ausbaus von Windenergie für Deutschland wurden einige Potentialstudien für Onshore- und Offshoreanlagen im Auftrag von namhaften Organisationen³⁷ durchgeführt, die jedoch meist das theoretische Potential betrachten. Einige Studien betrachten noch technische Einschränkungen, ein technisch-wirtschaftliches Potential ist aber in den wenigsten Studien zu finden. (Gruber, 2014)

4.2.2.2 Potential der Photovoltaik in Deutschland

Analog zu den Windkraftanlagen ist das vorhandene Potential von PV-Anlagen primär von der Sonneneinstrahlung abhängig, die üblicherweise als mittlere jährliche Sonneneinstrahlung in kWh/m² angegeben wird. In Bezug auf die Sonneneinstrahlung liefert das Projekt PVGIS des Joint Research Centre (JRC) der Europäischen Union gute Daten zur Ermittlung von Erzeugungspotentialen aus Photovoltaikanlagen und bietet neben Potentialkarten auch eine interaktive Möglichkeit³⁸ zur Bestimmung dieses Potentials für konkrete Standorte (Šúri, et al., 2007).

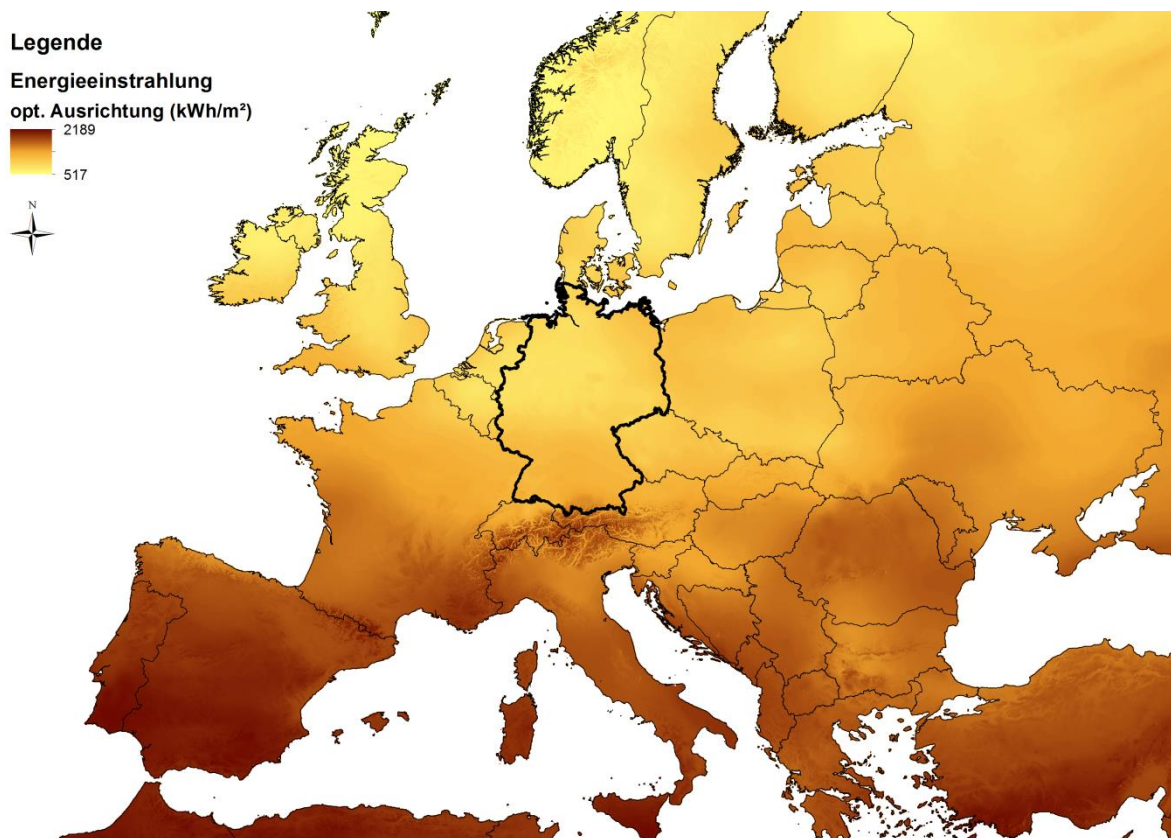


Abbildung 43: Mittlere Sonneneinstrahlung bei optimal geneigter PV-Anlage in Europa
Datenquelle: PVGIS (Šúri, et al., 2007), eigene Darstellung

In Abbildung 43 sind die von PVGIS zur Verfügung gestellten mittleren Sonneneinstrahlungsdaten für Europa (optimale Ausrichtung der Anlage) dargestellt. Es ist rasch erkennbar, dass Deutschland im Vergleich zu anderen Ländern Europas ein deutlich niedrigeres Einstrahl-

³⁷ z.B. Umweltbundesamt (UBA), BMUB, Bundesverband Windenergie (BWE)

³⁸ <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php#>

lungspotential aufweist. Dies zeigt, dass die *Wertigkeit* von Photovoltaik in Bezug auf das verfügbare Potential für Deutschland sicher geringer ist als in den südlicheren Ländern Europas.

Auch für Photovoltaikanlagen gibt es bereits eine Zahl von Potentialstudien, wobei praktisch ausschließlich theoretische Potentiale betrachtet werden (Gruber, 2014).

4.2.2.3 Kosten des Ausbaus von Windenergie und Photovoltaik

Da zur Stromerzeugung aus Windkraft und Solarenergie keine Kosten für den Primärenergie-träger entstehen, ist der *Betrieb* dieser Anlagen sehr kostengünstig. Die Kosten für den Ausbau entstehen daher zum überwiegenden Anteil aus der *Investition* in die Windkraft- oder PV-anlage selbst, also die Kosten für die Errichtung (Fundamentierung, Wegebau, Anlagenteile, Umrichter etc.) und die Finanzierung (Zinsen und Abschreibung).

Hinzu kommt der durch die Windkraft entstehende Bedarf an zusätzlicher Infrastruktur in Form des Netzausbaus, dessen Kosten anteilig mit berücksichtigt werden müssten. Bei Photovoltaik dürften diese Kosten weit geringer ausfallen, da es sich einerseits um eine dezentrale Erzeugungsform handelt und damit ein gewisser Teil der erzeugten Energie direkt vor Ort verbraucht wird, andererseits weil ein größerer Teil der Energie aus PV im Süden Deutschlands produziert werden kann und damit für diesen Teil der Nord-Süd-Transportbedarf entfällt.

In Bezug auf Investitionskosten und Lernkurven sind sowohl bei Windkraft als auch bei Photovoltaik stark voranschreitende Entwicklungen beobachtbar. Die Windkraft in Deutschland hat in den vergangenen 20 Jahren nicht nur technische Fortschritte erzielt, sodass mit der Investition in eine moderneren Anlage deutlich mehr Energieertrag erwirtschaftet werden kann als zu Beginn des Windausbaus, auch die Kosten einer WKA haben sich (real) reduziert, wie eine Auswertung des Fraunhofer IWES zeigt (Abbildung 44).

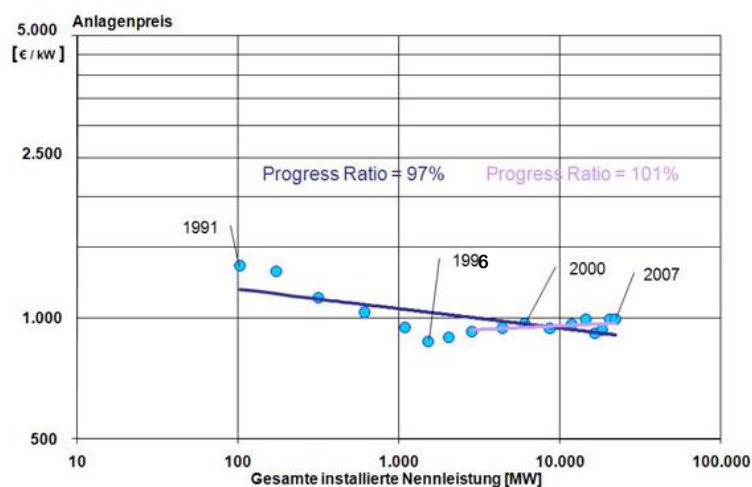


Abbildung 44: Verlauf der Investitionskosten von Onshore-Windenergieanlagen in Deutschland
Darstellung als Lernkurve in realen €₁₉₉₅ pro kW, Quelle: (IWES, 2007)

Für Photovoltaikanlagen gibt es ähnliche Auswertungen. Das Fraunhofer ISE stellt u.a. auch die gesamten Installationskosten für Endkunden dar, da im Bereich Photovoltaik auch viele private Eigenerzeugungsanlagen errichtet wurden und werden. Bei dieser Technologie können sogar noch deutlich höhere Lernraten beobachtet werden als bei Windkraft. Dies findet auch im Modell ATLANTIS Berücksichtigung, wenn auch die Kostenentwicklung der Anlagen eher konservativ angenommen wird (siehe Anhang 8.2.3, Seite 164).

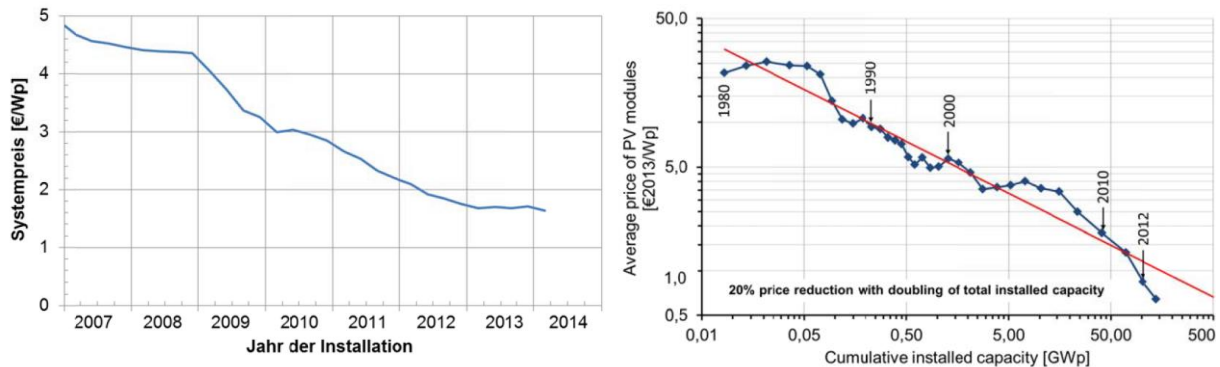


Abbildung 45: Systempreise (netto) bis 10 kWp für Endkunden und historische Entwicklung der Preise für PV-Module (Lernkurve). Quelle: BSW, PSE AG, ISE in (ISE, 2014 S. 8)

4.2.2.4 Wirtschaftliche Rückwirkungen auf das Gesamtsystem

Die wirtschaftlichen Rückwirkungen von Windkraft (und auch PV) auf das Gesamtsystem sind aufgrund des Energy Only-Marktes und des Einheitspreisverfahrens nicht unerheblich. Beide Technologien haben praktisch keine variablen Kosten und können so sehr günstig am Markt anbieten. Zusätzlich genießen sie Einspeisevorrang, drängen also bei gutem Dargebot ohnehin konventionelle Kapazitäten aus dem Markt. Die durchschnittlichen Börsenpreise gingen in den letzten Jahren stetig zurück, was auf den Ausbau der Windkraft und der PV zurückzuführen ist. Nur in Zeiten mit hohem Verbrauch und gleichzeitig schwachem Angebot an Wind und Sonne sind die Preise am EOM hoch, vgl. u.a. (Barth, 2013). Dieser Preisverfall hat zur Folge, dass

- bestehende Erzeugungsanlagen, welche keinem Förderregime angehören, zunehmend Schwierigkeiten haben, ihre Gesamtkosten zu decken,
- Anlagen, die dadurch unrentabel werden, frühzeitig stillgelegt werden, was einem *Verlust von Kapitalstock* entspricht, und
- eine mögliche Direktvermarktung (ohne Marktprämien) von Wind und PV ebenfalls unwahrscheinlicher wird.

Dies verdeutlicht, dass wenn eine Erhaltung der bestehenden Kapazitäten gewünscht ist, ein zusätzlicher Kapazitätsmechanismus notwendig wird, insbesondere bei weiterem Ausbau der Erzeugung aus Wind und Sonnenenergie. Die steigende Durchdringung von Wind und Photovoltaik hat aber auch positive wirtschaftliche Wirkungen auf das Gesamtsystem. Durch die kostenfreie Verfügbarkeit des Primärenergieträgers werden bei vermehrtem Anteil von

Wind und PV die *variablen Kosten* der Stromerzeugung gesenkt (was sich im sinkenden Marktpreis widerspiegelt). Auch wenn dies kurz- bis mittelfristig keinen Vorteil für die deutsche Gesellschaft bringt, da die sinkenden Großhandelspreise durch die steigende EEG-Umlage mehr als aufgewogen wird, so besteht zumindest die Chance, dass längerfristig gesehen *Opportunitätskosten* in Form von nicht benötigten Brennstoffen im Falle eines rein konventionellen Kraftwerksparks gespart werden können. Diese werden in Kapitel 4.7.4 dieser Arbeit dargestellt.

4.3 Bewertung des Zeitpunktes der Einspeisung anhand einer Korrelationsanalyse

Als Beispiel für einen technischen Aspekt der Windkraft wird in diesem Unterabschnitt eine Bewertung des Einspeisezeitpunktes als Kriterium für die *Integrierbarkeit* der Windkraft in das bestehende System durchgeführt. Prinzipiell ist die Charakteristik der Windkraft und der Photovoltaik bekannt, ebenso wie die Charakteristik der Nachfrage an elektrischer Energie, wodurch sich zwei Thesen aufstellen lassen:

1. Windkraft ist – im großen Maßstab gesehen – in Deutschland zur Stromerzeugung sinnvoller als Photovoltaik, da sie im Winter zur Zeit höherer Nachfrage durchschnittlich mehr elektrische Energie bereitstellen kann
2. Photovoltaik eignet sich besser zur Abdeckung des Eigenbedarfs kleiner Einheiten, benötigt aber für einen umfangreichen Ausbau mehr „Aufwand“³⁹ zur Integration in das Gesamtsystem

Um diese beiden Thesen zu untermauern, wurde eine *Korrelationsanalyse* von Langzeitreihen stündlicher Erzeugung aus Windkraft, PV und Verbrauch durchgeführt, welche in den folgenden Unterabschnitten beschrieben ist.

4.3.1 Eingangsdaten für die Untersuchung

Da insbesondere PV, aber auch Wind erst seit relativ kurzer Zeit in größeren Anteilen im Elektrizitätssystem vorhanden sind, muss für eine Langzeitreihe⁴⁰ von Einspeisedaten auf eine Modellierung mit Hilfe von Klimadaten zurückgegriffen werden, welche bereits im Zuge der Untersuchungen von (Nacht, et al., 2013) durchgeführt wurden.

Aus der Modellierung konnten stündliche Einspeisezeitreihen der Windkraft über 32 Jahre bzw. von PV über 27 Jahre gewonnen werden, die auf dem Kraftwerkspark von 2010 aufbauen (Nacht, et al., 2013). Für die Nachfrage werden von ENTSO-E⁴¹ bereitgestellte Last-

³⁹ Mit Aufwand ist hier z.B. Ausbau von Speichern, geänderter Speichereinsatz oder Lastanpassung (DSM) gemeint, nicht jedoch Maßnahmen für die Netzintegration oder Netzausbau.

⁴⁰ Für Untersuchungen von Klimagrößen ist ein Mindestzeitraum von 30 Jahren sinnvoll, vgl. z.B. (Malberg, 2007)

⁴¹ European Network of Transmission System Operators for Electricity, <http://www.entsoe.eu>

gangdaten („öffentliche Versorgung“) ab 2006 verwendet. Für Offshore-Windkraft stehen nur sehr begrenzt Daten zur Verfügung, daher konnte nur eine einjährige Zeitreihe (2013) verwendet werden, die von den ÜNB zur Verfügung gestellt wird (Datenquelle www.eeg-kwk.net). Leider konnte auch nur ein Teil der Daten verwendet werden, da für das Netzgebiet des TenneT TSO (Nordsee) die Daten im beobachteten Zeitraum offensichtlich einen systematischen Fehler (vermutlich in Zusammenhang mit der Inbetriebnahme von BARD 1) beinhalten.

4.3.2 Methodische Vorgehensweise

Um zu untersuchen, wie gut die Einspeisung der Windkraft und der Photovoltaik zeitlich zum Auftreten der Nachfrage passt, wird eine *Korrelationsanalyse* durchgeführt. Dabei wird der Pearson-Korrelationskoeffizient von verschiedenen Kombinationen der zur Verfügung stehenden Zeitreihen berechnet, die folgend aufgelistet sind.

- Direkter Vergleich von Onshore-Wind und PV mit dem Verbrauch für die Jahre 2007 und 2011 (jeweils), da für diese beiden Jahre lückenlose Zeitreihen zur Verfügung stehen
- Vergleich der Offshore-Windkraft (Ostsee) aus dem Jahr 2013 mit dem Verbrauch von 2007, 2011 und dem Mittelwert 2006-2012
- Langzeitmittelwerte von Wind und PV mit dem Verbrauch von 2007, 2011 und dem Mittelwert 2006-2012

Des Weiteren wird die Untersuchung mit verschiedenen *zeitlichen Auflösungen* durchgeführt, so dass stündliche Werte, tägliche Mittelwerte und monatliche Mittelwerte miteinander verglichen werden. Abbildung 46 zeigt den schematischen Ablauf der Korrelationsanalyse.

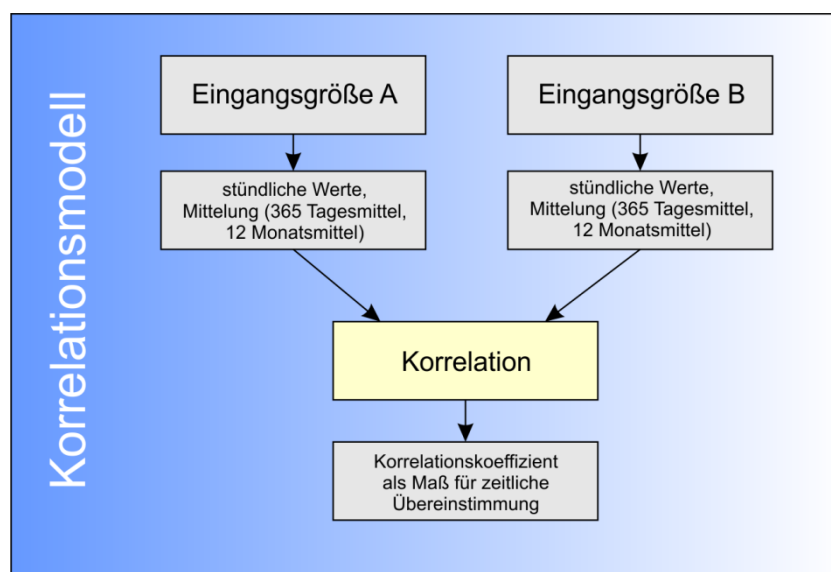


Abbildung 46: Schematische Darstellung der Korrelationsanalyse

4.3.3 Ergebnisse der Untersuchung

In Abbildung 47 sind die Korrelationskoeffizienten der stündlichen Mittelwerte dargestellt. In blau sind jeweils die Einzeljahre des Verbrauchs gegenübergestellt, in orange der Mittelwert der Jahre 2006 bis 2012, wobei bei der Berechnung das Jahr 2010 aufgrund einer Datenlücke ausgeklammert wurde.

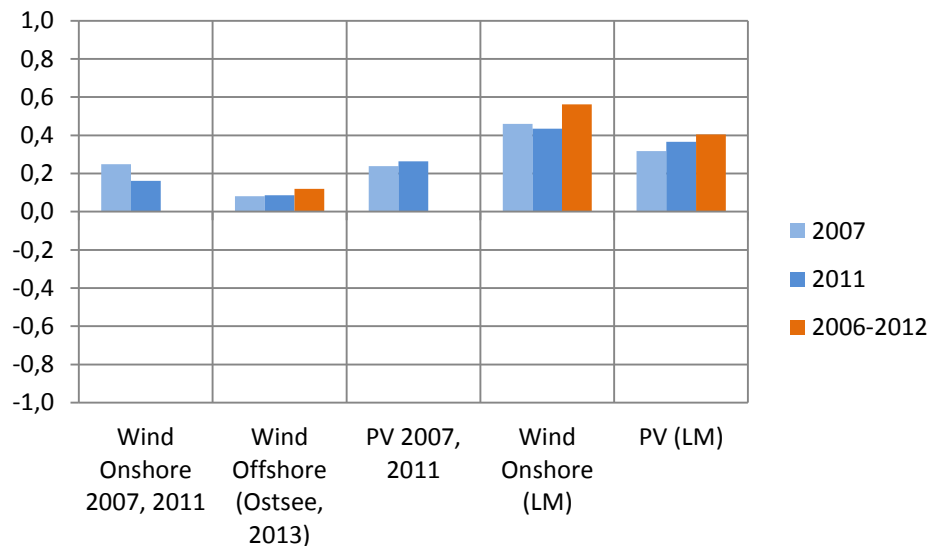


Abbildung 47: Korrelation der stündlichen Last- und Erzeugungsmittelwerte
(Bei mit „LM“ gekennzeichneten Größen handelt es sich um den Langzeitmittelwert)

Aus den Ergebnissen ist ersichtlich, dass alle Erzeugungstechnologien auf stündlicher Basis *positiv* mit dem Verbrauch korreliert sind, wenn auch nicht sehr stark. Insbesondere der direkte Vergleich in den Jahren 2007 und 2011 zeigt einen sehr geringen linearen Zusammenhang, wobei die Offshore-Windkraft die niedrigsten Korrelationskoeffizienten erreicht. Da die stündlichen Daten bei der Mittelwertbildung über mehrere Jahre naturgemäß etwas „verschmiert“ werden, zeigen die Korrelationskoeffizienten der Langzeitmittel (LM) auch höhere Werte.

Reduziert man die zeitliche Auflösung um eine Stufe und vergleicht tägliche Mittelwerte (24-Stunden-Mittel der Stundenwerte) miteinander, so ergibt sich ein deutlich anderes Bild, wie Abbildung 48 zeigt. Die auffallendste Änderung ist die Umkehr des Korrelationskoeffizienten von Photovoltaik in die negative Richtung. Das bedeutet, dass die Photovoltaik tendenziell dann produziert, wenn keine Nachfrage an Elektrizität herrscht und umgekehrt. Obwohl dies für Deutschland kein überraschendes Ergebnis ist, zeigt sich dieser entgegengesetzte Zusammenhang bereits auf Basis der Tageswerte vergleichsweise stark: -0,4 im direkten Vergleich und annähernd -0,7 bei den Mittelwerten.

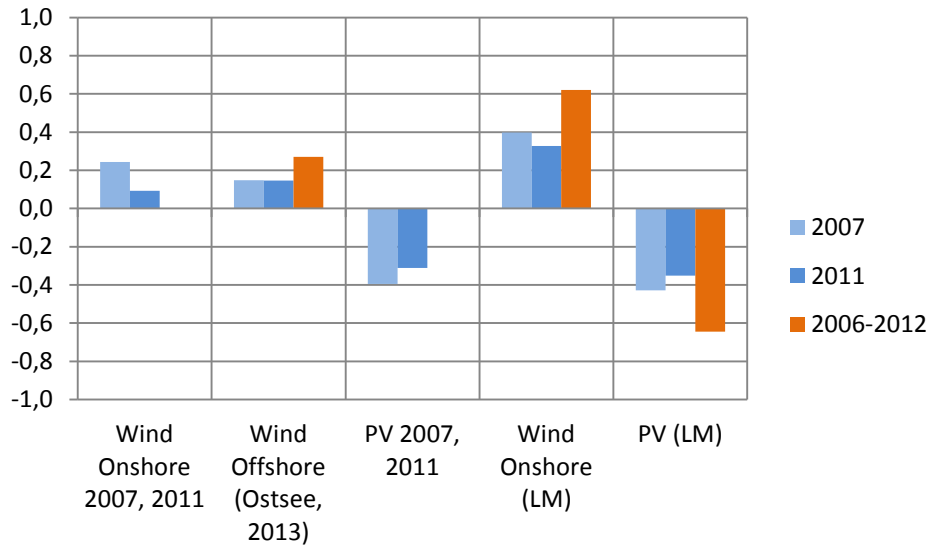


Abbildung 48: Korrelation der täglichen Last- und Erzeugungsmittelwerte

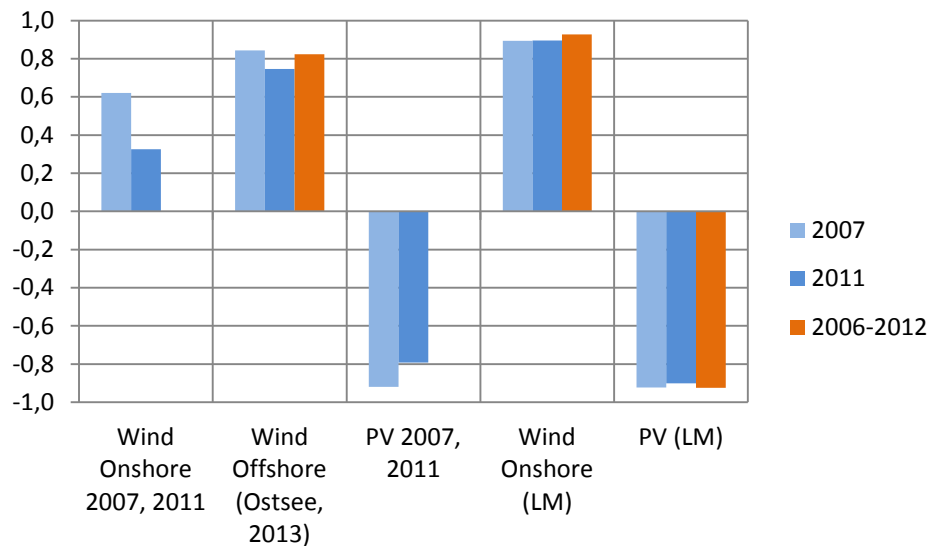


Abbildung 49: Korrelation der monatlichen Last- und Erzeugungsmittelwerte

Bei einer weiteren, größeren Stufe – mit monatlichen Mittelwerten – zeigt sich dasselbe Bild deutlich verstärkt (Abbildung 49). Die Korrelationskoeffizienten, insbesondere jene der Langzeitmittel, zeigen nun einen deutlichen linearen Zusammenhang ($\geq 0,9$). Besonders positiv fällt das Ergebnis für die Offshore-Windkraft aus: obwohl hier nur einzelne Jahre miteinander verglichen werden, erreicht die Korrelation Werte um 0,8 und damit deutlich mehr als Onshore-Windkraft.

Aus diesen Ergebnissen heraus zeigt sich, dass die beiden aufgestellten Thesen bestätigt werden. Ohne die Verwendung von Speichertechnologien lässt sich Windkraft aufgrund des zeitlichen bzw. saisonalen Dargebots besser in das Elektrizitätssystem integrieren als Photovoltaik. Dieses Ergebnis wird durch die Ergebnisse von Nacht et al. (Nacht, et al., 2014 S. 13) unterstrichen.

Ein Vergleich der berechneten Monatsmittelwerte für Onshore-Windkraft, PV und dem Verbrauch ist in Abbildung 50 dargestellt. Hier kann man auch grafisch deutlich erkennen, dass die Windkraft dem Verbraucherverhalten nahezu ideal folgt, während die Photovoltaik eine genau gegengleiche Einspeisecharakteristik aufweist. An dieser Stelle fällt auf, dass Verbrauch und PV insbesondere in der Zeit von Juni bis August praktisch gespiegelt sind.

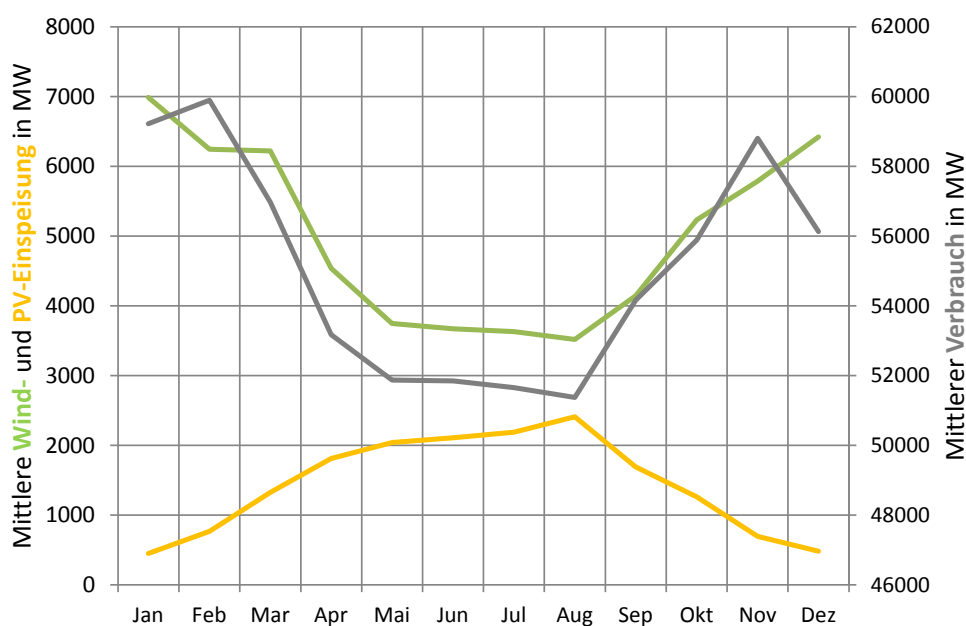


Abbildung 50: Berechnete monatliche Mittelwerte der Last und der Erzeugung aus Wind (onshore) und PV

Dies legt die Vermutung nahe, dass die Charakteristik der Photovoltaik-Erzeugung durch Eigenverbrauchsdeckung bereits teilweise im Verbrauch enthalten ist und damit die beiden Größen nicht in dieser Art und Weise verglichen werden dürften. Wird nur der Verbrauchsmittelwert der Jahre 2006-2009 betrachtet, ergibt sich aber ein ähnliches Bild. Die gesamte PV-Erzeugung im Jahr 2009 betrug mit etwa 6,5 TWh aber nur ein Viertel im Vergleich zu 2012 (BMU, 2013b S. 9). Es wird daher davon ausgegangen, dass die Eigenbedarfsdeckung der PV den Verbrauch nur geringfügig beeinflusst. Gemäß Beschreibung der ENTSO-E sind die Erzeugungsdaten aus RES für Deutschland inklusive Einspeisung in das Verteilnetz im Verbrauchsgang mit erfasst⁴² (ENTSO-E, 2010 S. 4).

⁴² „... including the network feed-in produced on the basis of renewable energy sources, which means also the network feed-in of the distribution grid.“ (ENTSO-E, 2010 S. 4)

Schließlich bleibt noch die Veränderung der Korrelation von Offshore-Windkraft und Verbrauch zu erwähnen. Während in Abbildung 48 die stündliche Korrelation der einzelnen Jahre die niedrigsten Werte aufweist, zeigt Abbildung 50 auf monatlicher Basis den höchsten linearen Zusammenhang zwischen den Einzeljahren. Daraus lässt sich ableiten, dass die Offshore-Windkraft zur großflächigen Versorgung Deutschlands in Bezug auf ihre Charakteristik an sich sehr gut geeignet ist.

Die geringe Korrelation der Stundenwerte spricht allerdings derzeit dagegen – dies liegt aber vermutlich daran, dass derzeit noch nicht viele Offshore-Windparks installiert sind und die Charakteristik im Falle der Einspeisedaten 2013 der Ostsee sogar nur von einem einzigen Windpark (Baltic 1) abhängig ist. Dies hat zur Folge, dass in Extremfällen gar keine Einspeisung oder aber 100 % der installierten Leistung über Zeiträume länger als 24 Stunden anhalten kann, wie in Abbildung 51 mit Hilfe der Daten der ÜNB dargestellt ist.

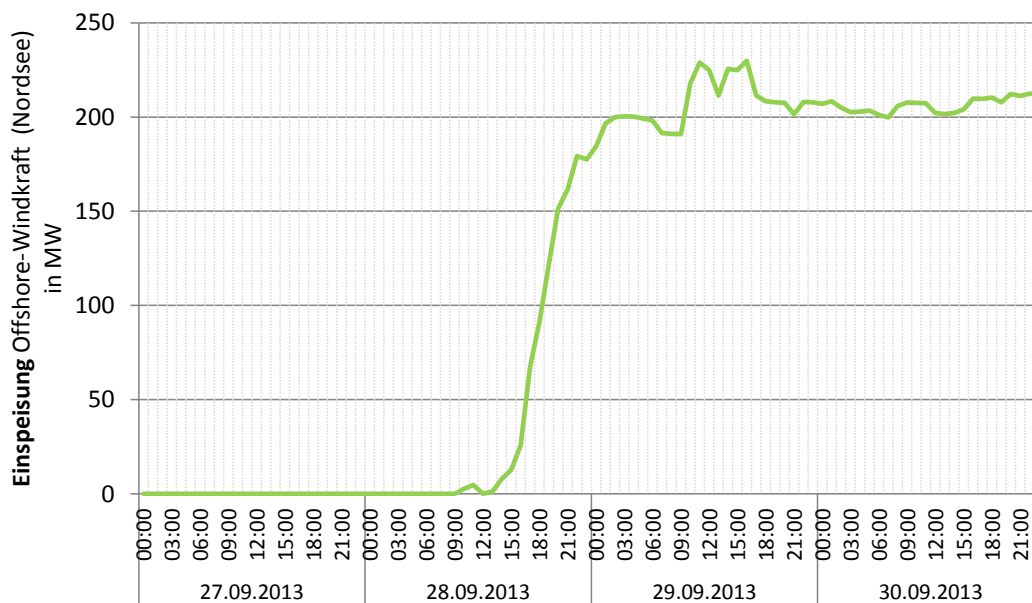


Abbildung 51: Extremfall der Einspeisung von Offshore Windparks. Datenquelle: www.eeg-kwk.net

Im Falle der Offshore-Windkraft gilt es abzuwarten, wie sich die erwarteten Ausgleichseffekte⁴³ zwischen den unterschiedlichen Windparks einstellen, bevor eine Aussage über die Integrierbarkeit dieser Technologie in Bezug auf den Verbrauch getroffen werden kann.

⁴³ Vgl. z.B. die Dissertation von Splett (Splett, 2009)

4.4 Modellrechnungen zum Ausbau von Wind- und PV in Deutschland

Zur Bewertung des Ausbaus von Wind- und Photovoltaikanlagen in Deutschland wurden verschiedene Ausbauszenarien mit dem Modell ATLANTIS simuliert und verglichen. Dabei wurde das Hauptaugenmerk auf die Veränderung der Kosten (Anstieg der Fixkosten und sinkende variable Kosten der Stromerzeugung) und die geographische Verteilung der Erzeugung gelegt, wobei das deutsche Bundesgebiet in fünf verschiedene Zonen eingeteilt wurde, um die regionalen Differenzen technisch und wirtschaftlich untersuchen zu können.

Ziel der Untersuchungen ist es, den Ausbau von Wind und Photovoltaik getrennt und gemeinsam zu simulieren, um deren jeweilige Wertigkeit für das Gesamtsystem an bestimmten Kriterien bestimmen zu können. Diese Kriterien sind:

- Veränderungen in den Gesamtsystemkosten: durch den Ausbau von Wind und PV entstehen gesamtsystemisch betrachtet steigende Fixkosten gegenüber sinkenden Betriebskosten. Der Unterschied der Ausbauvarianten wird anhand der Stromgestehungskosten (simulierte Gesamtkosten bezogen auf die simulierte gesamte Stromerzeugung in Deutschland) gegenübergestellt und bewertet. Diese Betrachtung entspricht der Bestimmung von *Opportunitätskosten* durch Zubau bzw. Nicht-Zubau dieser „neuen erneuerbaren“ Energietechnologien.
- Geographische Verteilung: Die Gestehungskosten können dank Aufteilung der angenommenen Zubaukraftwerke in Unternehmen nach Regionen (Kapitel 4.4.2) aufgeschlüsselt werden. Ein Vergleich zeigt, in welchen Regionen ein Zubau der jeweiligen Technologie wirtschaftlicher ist. Dabei wird nicht nur auf das Potential Rücksicht genommen (Kapitel 4.5 und 4.6), sondern durch Verwendung der Lastflussmodelle in ATLANTIS auch auf eine mögliche Netzintegration unter den gegebenen Annahmen.
- Redispatch: es wird ermittelt, wie groß der Anteil der ohne weitere Maßnahmen (Netzausbau, veränderte Kraftwerksausbauplanung) nicht integrierbaren Energie aus Wind bzw. Photovoltaik im Vergleich zur theoretisch erzeugbaren Energie ist.
- CO₂-Emissionen: eines der Hauptziele der Energiewende, insbesondere im Kontext des Kernenergieausstiegs, ist die Reduktion der CO₂-Emissionen durch Stromerzeugung. Daher ist die Betrachtung der erreichbaren Emissionsreduktion in den unterschiedlichen Fällen unumgänglich.
- Reduktion zusätzlicher Erzeugungskapazitäten: es wird betrachtet, ob der Ausbau der erneuerbaren Energien im Vergleich zum Referenzszenario den Zubau einzelner angenommener Szenariokraftwerke (konventionelle Erzeugung) unnötig macht. Dies wird anhand des Kraftwerkseinsatzes nach Markt und nach Redispatch, für alle Kraftwerke geprüft, die sowohl nach Marktergebnis als auch nach Redispatch weniger als 10 % pro Jahr eingesetzt werden.

4.4.1 Methodische Vorgehensweise

Zur Analyse der ausgewählten Szenarien wird das Simulationsmodell ATLANTIS verwendet. Die Ausbaupfade von Wind und PV werden dazu getrennt und gemeinsam simuliert. Aus den getrennten Wind- und PV-Szenarien konnten nach erster Betrachtung weitere Szenarien abgeleitet werden, deren Untersuchung von Interesse ist. Abbildung 52 zeigt einen Überblick über die simulierten Szenarien.

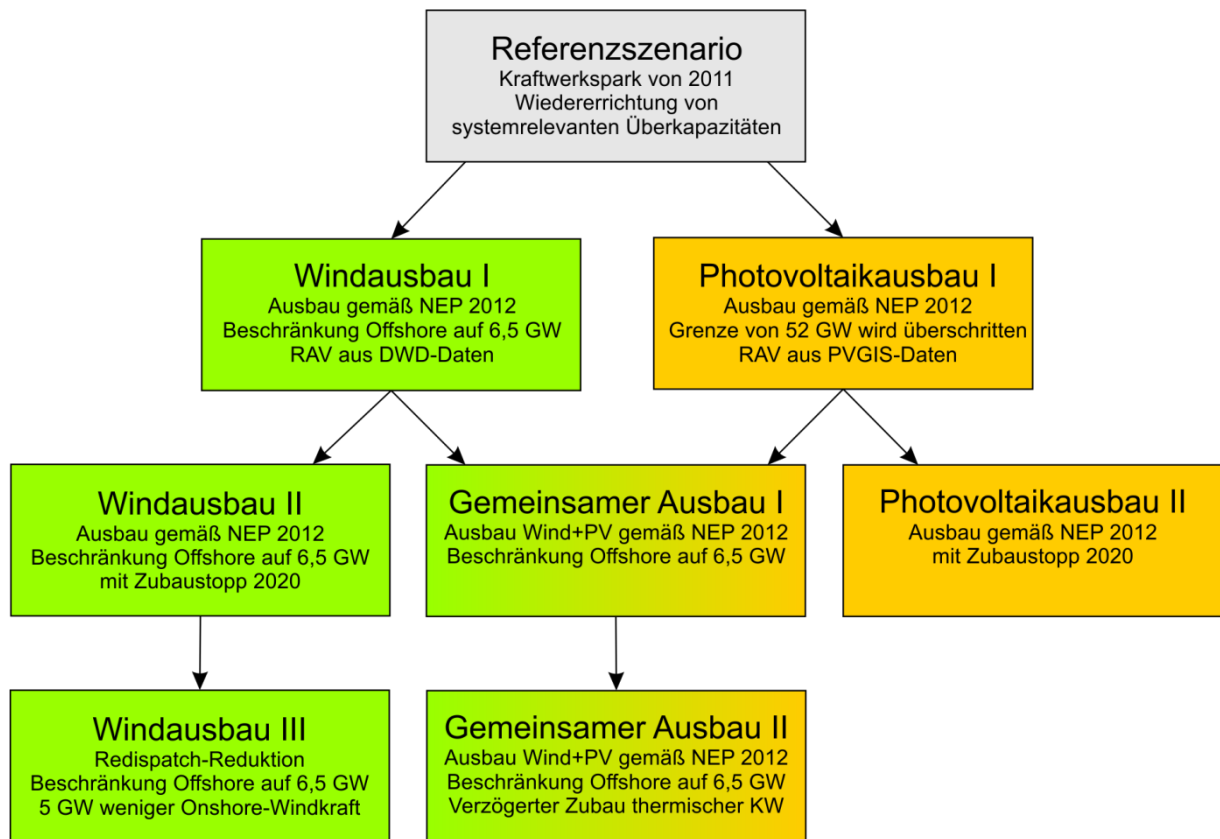


Abbildung 52: Simulationsaufbau zur Bestimmung der Wertigkeit von Wind und PV nach Szenarien

Der einzelne Zubau von Wind und PV wird jeweils einmal mit dem vollständigen Zubau aus dem NEP 2012 gerechnet, und jeweils einmal mit einem Zubaustopp ab 2020. Dieser soll bewirken, dass insbesondere die *wirtschaftliche* Entwicklung der zwischen 2012 und 2020 zugebauten Anlagen beobachtet werden kann. Dies gibt Aufschluss darüber, wie hoch der Förderbedarf bestehenden Anlagen in den Jahren 2020 bis 2030 ist und ob und wie schnell sich die Anlagen einer Wirtschaftlichkeit ohne Förderungen nähern.

Fördersysteme und Zahlungen werden im Rahmen dieser Arbeit *nicht berücksichtigt*. Die Untersuchung betrachtet die Gesamtkosten des Systems und der Erzeugung aus der jeweiligen Technologie, die *tatsächlich* bei den angenommenen Investitionssystemen entstehen. Die Kosten der Förderung sind abhängig von deren *Effizienz*, die durch die Höhe der zugestandenen Produzentenrente für die Betreiber geförderter Energieerzeugungsanlagen bestimmt wird, vgl. (Kalt, et al., 2013 S. 8) und (Steinhilber, et al., 2011 S. 34ff). Ziel

dieser Arbeit ist nicht die Bestimmung dieser Effizienzen, sondern der Auswirkungen der Technologien selbst.

Um herauszufinden, ob zwischen dem Ausbau von Wind und PV Wechselwirkungen bestehen, wird auch eine Simulation mit kombiniertem Ausbau beider Technologien durchgeführt. Es sei der Ergebnisdarstellung vorweggenommen, dass dieses Szenario im Schnitt den geringsten Einsatz der zugebauten konventionellen Szenariokraftwerke nach Redispatch vor 2022 zeigt. Trotzdem werden alle Einheiten im Beobachtungszeitraum aus Gründen der Systemsicherheit eingesetzt, wenn auch in den ersten Betriebsjahren deutlich weniger oder gar nicht (Abbildung 53).

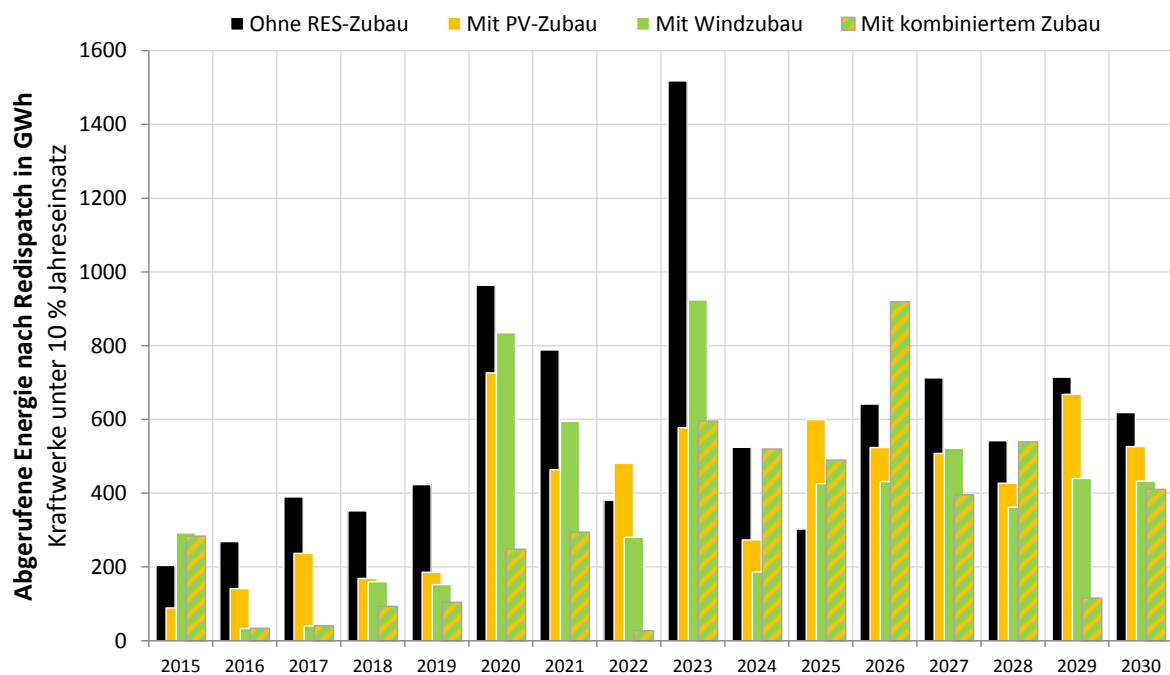


Abbildung 53: Abgerufene Energie nach Redispatch jener thermischer Szenariokraftwerke, die weniger als 10 % der verfügbaren Jahresenergie produzieren

Aus diesem Grund wurde eine weitere Simulation durchgeführt, in der die Inbetriebnahme dieser deutlich weniger eingesetzten Kraftwerke (insbesondere 2016-2019) auf den Zeitpunkt des ersten umfassenderen Einsatzes, spätestens aber 2023 verschoben wurde, um zu zeigen, welche zusätzliche Einsparung an Fixkosten in der beobachteten Periode dadurch erreicht werden können.

4.4.2 Einteilung des deutschen Bundesgebietes in Windzonen

Zur Darstellung der regionalen Verhältnisse in Bezug auf Kosten und Erzeugung von Wind und PV wurden in ATLANTIS fünf spezielle Wind- und vier PV-Unternehmen modelliert, welche ausschließlich den Zubau von Wind- und PV-Anlagen in der jeweiligen Zone gemäß Abbildung 54 ab 2012 beinhalten. Die *Windzonen* wurden auf Basis der Untersuchungen in

(Mono, et al., 2012 S. 6) definiert. Die fünfte Zone (nicht dargestellt) umfasst alle *Offshore-Windenergieanlagen*, sowohl in der Nord- als in der Ostsee.

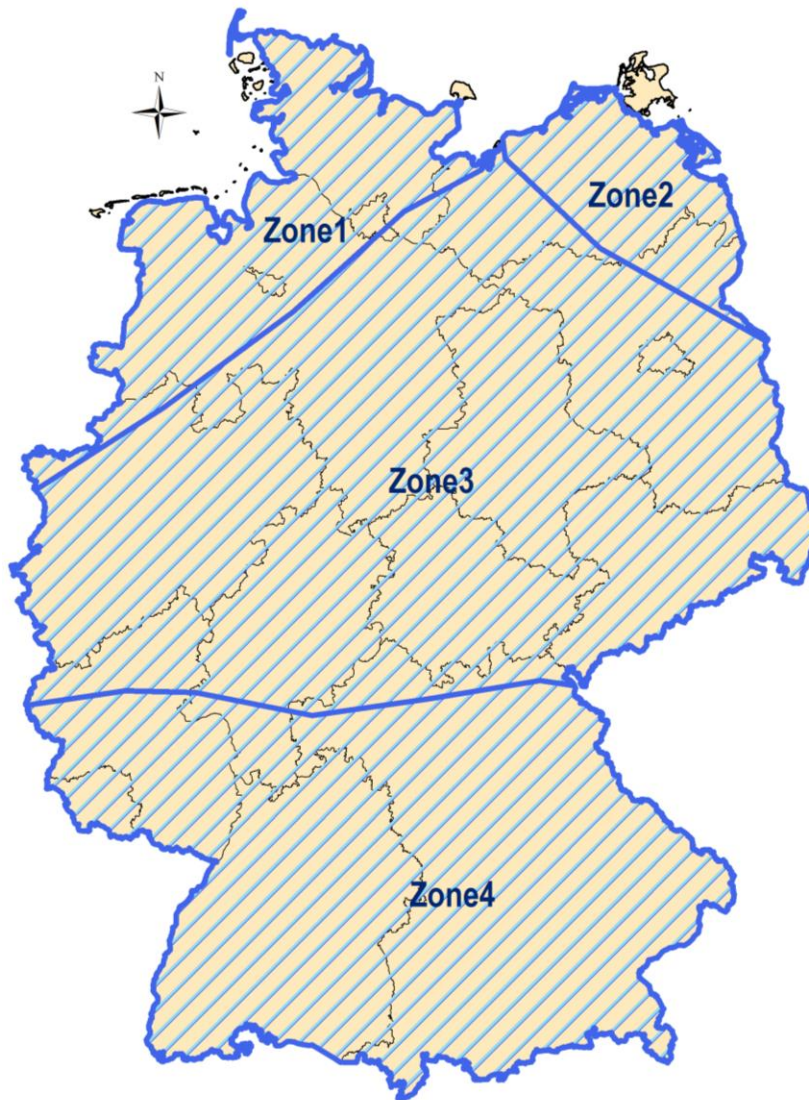


Abbildung 54: Windzonen für die Unternehmensmodellierung inklusive der modellierten Windkraftstandorte in ATLANTIS, basierend auf (Mono, et al., 2012 S. 6)

Aufbauend auf diese Zoneneinteilung werden die angenommenen Szenario-Windstandorte den explizit modellierten Wind-Unternehmen zugeordnet, wobei jede Zone (und die Offshore-Anlagen) einem eigenen Unternehmen entspricht. Die vier Zonen an Land werden analog für die Einteilung der Photovoltaikanlagen zu eigenen PV-Unternehmen verwendet. Dadurch können die Kosten und Erträge⁴⁴ der jeweiligen Anlagen nach Zone ausgewertet und verglichen werden.

⁴⁴ Zur Berechnung der Stromgestehungskosten der physikalische Ertrag; Für die Erstellung der Gewinn- und Verlustrechnung wird eine Direktvermarktung ohne Subventionen unterstellt. So kann die notwendige Förderung für die Szenariokraftwerke abgeschätzt werden.

4.5 Bestimmung des RAV der angenommenen Szenariowindkraftanlagen

Die Kennzahl „Volllaststunden“ ist ein Maß für die Ausnutzung einer Anlage zur Erzeugung elektrischer Energie. Sie gibt an, wie viele äquivalente Stunden ein Kraftwerk unter Volllast (installierte Engpass- oder Nettogleistung) laufen müsste, um die tatsächlich produzierte Jahresenergie zu erzeugen. Die Volllaststunden definieren sich daher gemäß Formel (4.1) als Quotient der mittleren Jahreserzeugung und der installierten Nettogleistung und sind ein Maß für den Ausnutzungsgrad einer Anlage zur Stromerzeugung.

$$T_{\text{voll}} = \frac{\bar{W}_{\text{el}}}{P_{\text{netto}}} = \frac{\text{RAV}}{P_{\text{netto}}} \quad (4.1)$$

mit: T_{voll} Volllaststunden (h/a)
 \bar{W}_{el} Mittlere Jahreserzeugung (MWh)
 P_{netto} Installierte Nettogleistung (MW)
 RAV Regelarbeitsvermögen (MWh)

Das Szenario, welches den Untersuchungen im Rahmen dieser Arbeit zugrunde liegt (siehe Kapitel 2.7 auf Seite 36), nimmt für Windkraftanlagen an Land (Onshore-Anlagen) pauschal eine Volllaststundenzahl von 2.100 Stunden pro Jahr an (BNA, 2012). Tatsächlich variiert diese Zahl und ist stark von den lokalen Gegebenheiten des jeweiligen Windkraftstandortes abhängig. Um diese Ortsabhängigkeit in die Untersuchung mit einbeziehen zu können, wurde eine geographische Verteilung der Volllaststundenzahl mit Hilfe von GIS⁴⁵-Software und Potentialdaten ermittelt. Aus den Volllaststunden lässt sich über den in (4.1) dargestellten Zusammenhang das für die Modellierung in ATLANTIS notwendige RAV einer Windkraftanlage abschätzen, wenn die Leistung der Anlage bekannt ist. Die Ermittlung des angenommenen RAV ist in diesem Unterabschnitt dokumentiert.

4.5.1 Ausgangslage und Datenverfügbarkeiten

Der gewählte Szenariodatenatz in ATLANTIS besteht aus historischen Windkraftanlagen, welche an ihrem tatsächlichen Standort georeferenziert wurden, und aus den Szenarioanlagen, deren zukünftiger Standort noch unbekannt ist. Diesen Einheiten werden daher die Koordinaten des Netzknotens zugewiesen, an dem sie einspeisen.

Wie bereits bei der Beschreibung der Modellierung von erneuerbaren Energieträgern in ATLANTIS (Kapitel 2.5.1 und 2.5.2) beschrieben wurde, basieren die Erzeugungskoeffizienten und RAV-Annahmen, sofern nicht detaillierter vorhanden, auf Langzeitmittelwerten von Satellitenmessdaten der NASA. Da für Deutschland hochaufgelöste meteorologische Daten für Windkraftanwendungen frei verfügbar sind, wird auf Basis dieser Daten ebenfalls eine Auswertung durchgeführt und die Ergebnisse werden miteinander verglichen.

⁴⁵ Geo-Informationssystem

Das verwendete Produkt für diese Auswertung sind die *Windkraftnutzungseignungsdaten* (WKNE) des DWD (DWD, 2014a). Dabei handelt es sich um Rasterdaten für das gesamte deutsche Bundesgebiet in einer Auflösung von 1 km x 1 km. Die Rasterwerte entsprechen einem *Referenzertrag* bezogen auf 1 m² Rotorfläche (in kWh/m²). Der Referenzertrag bezieht sich auf einen *DWD-Standardkonverter* mit einer Nabenhöhe von 80 m über Grund, einer Rotorfläche von 1 m² und einem Leistungsbeiwert von 0,38. Die Anlaufgeschwindigkeit beträgt 3 m/s, die Abschaltgeschwindigkeit 25 m/s. (DWD, 2014b)

Dieser Referenzertrag ist nicht pro Jahr, sondern für eine Periode von *fünf Jahren* angegeben und muss bei der Berechnung der Volllaststunden entsprechend berücksichtigt werden. Abbildung 55 zeigt den verwendeten Referenzertrag aus dem DWD-Datensatz.

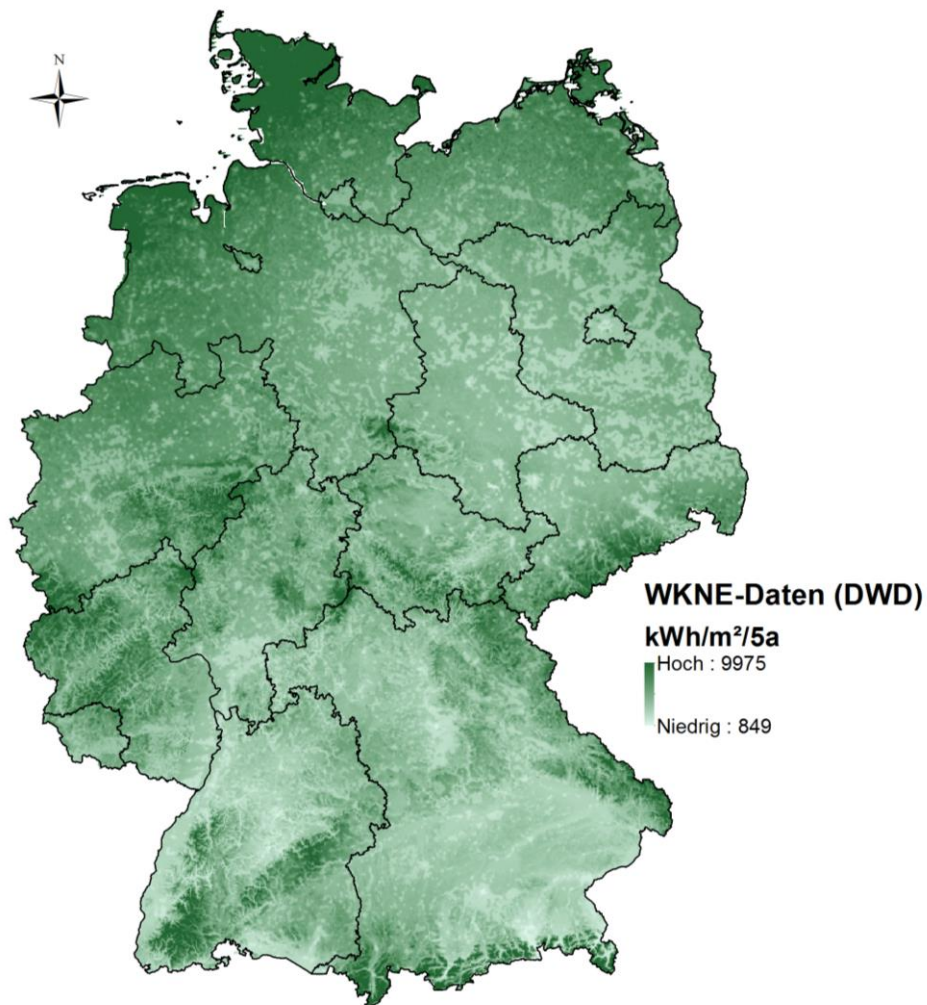


Abbildung 55: Windkraftnutzungseignungsdaten des DWD als 1x1 km-Raster.
Eigene Darstellung, Datenquelle: Deutscher Wetterdienst

4.5.2 Modellierung des RAV mit NASA-Daten

Die Daten der NASA wurden im Zuge der Modellentwicklung von ATLANTIS am Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation vom originalen Rastermaß von 1x1 Grad geographischer Breite und Länge auf ein 5x5 km-Raster interpoliert und anschließend auf NUTS2-Gebiete in ganz Europa gemittelt. Diese NUTS2-Daten standen zur Modellierung der Szenario-Windkraftanlagen bereits zur Verfügung.

Als Grundlage zur Abschätzung der Volllaststunden dient die Modellierung der Zeitreihen für die Windenergieerzeugung aus (Nacht, et al., 2013). Diese Modellergebnisse ergeben eine mittlere Volllaststundenzahl von 1.624 Stunden⁴⁶ in Deutschland für den Windkraftwerkspark von 2010. Ausgehend von diesem Mittelwert für Deutschland kann mit den mittleren NUTS2-Windgeschwindigkeiten linear auf die Volllaststunden je NUTS2-Gebiet geschlossen werden. Dadurch ergibt sich eine erste, grobe Näherung, die zumindest bis zu einer großflächigen Einführung von Schwachwindanlagen⁴⁷ Gültigkeit hat, denn die Volllaststundenzahl zeigt gemäß (IWES, 2013 S. 36) in den Jahren 2001 bis 2012 keinen erkennbaren Trend, sondern bewegt sich zwischen 1.500 und 2.000 Stunden.

Die Zuordnung der Volllaststunden zu den knapp 2.000 Szenariowindkraftanlagen erfolgt über die NUTS2-Ebene. Eine statistische Auswertung der Anlagen nach Bundesländern mittels GIS-Software ergibt folgende, in Tabelle 4 dargestellte mittlere Volllaststunden.

Tabelle 4: Ergebnisse der Volllaststunden-Modellierung auf Basis von NASA-Daten und der Annahme von 1624 mittleren Gesamt-Volllaststunden in Deutschland

Bundesland	VLS	Bundesland	VLS
Baden-Württemberg	1344	Niedersachsen	1803
Bayern	1399	Nordrhein-Westfalen	1771
Berlin	1865	Rheinland-Pfalz	1538
Brandenburg	1847	Saarland	1461
Bremen ⁴⁸	1856	Sachsen	1953
Hamburg	1646	Sachsen-Anhalt	1957
Hessen	1517	Schleswig-Holstein	1745
Mecklenburg-Vorpommern	1646	Thüringen	1489

⁴⁶ Entspricht auch den Darstellungen in (IWES, 2012 S. 32) und (IWES, 2013 S. 36)

⁴⁷ Windkraftanlagen, die bei geringeren Windstärken höhere Erträge erzielen können und in vielen Fällen aufgrund der geringeren installierten Leistung deutlich höhere Volllaststunden erreichen.

⁴⁸ Wert mit geringer Signifikanz, da nur zwei der angenommenen Szenarioanlagen in das Landesgebiet von Bremen fallen

4.5.3 Modellierung des RAV mit Daten des DWD

Die beschriebenen Windkraftnutzungseignungsdaten des DWD bieten in Kombination mit Bestandsanlagen eine weitere Möglichkeit zur Abschätzung der Volllaststunden in verschiedenen Gebieten in Deutschland. Als Quelle für die Bestandsanlagen wurde die Betreiberdatenbasis (BtrDB) mit Stand 1.1.2012 herangezogen (BtrDB, 2012).

Die Georeferenzierung der Betreiberdatenbasis erfolgt auf Gemeindeebene, das bedeutet, die gegebenen Koordinaten in der Datenbank entsprechen nicht dem exakten Ort der Anlage. Aus diesem Grund werden die DWD-Daten zuerst per GIS-Software auf Gemeindeebene gemittelt und anschließend zu der jeweiligen Bestandsanlage zugeordnet. Die Volllaststunden je Bestandsanlage ergeben sich dann gemäß Formel (4.2). Der Faktor 20 im Nenner ergibt sich durch Herunterbrechen des Fünfjahresertrages auf ein Jahr und der Formel für die Rotorkreisfläche.

$$T_{\text{voll}} = \frac{w_{\text{ref,Gem}} \cdot d^2 \cdot \pi}{20 \cdot P_{\text{netto}}} \quad (4.2)$$

mit: T_{voll} Volllaststunden der Anlage (h/a)
 $w_{\text{ref,Gem}}$ mittl. Gemeinde-Referenzertrag lt. DWD (kWh/m²/5a)
 P_{netto} Anlagennettleistung lt. BtrDB (kW)
 d Anlagendurchmesser lt. BtrDB (m)

Die Auswahl der Bestandsanlagen, die in der Berechnung berücksichtigt werden, erfolgt über die Nabenhöhe. Die DWD-Referenzwerte gelten für eine Nabenhöhe von 80 m. In der BtrDB befinden sich etwa 560 Anlagen mit exakt dieser Nabenhöhe, allerdings können mit diesen Anlagen nicht alle NUTS2-Gebiete berechnet werden, da nicht in jedem Gebiet eine entsprechende Anlage steht. Daher wird die Auswahl der Anlagen auf 70 m bis 90 m erweitert, so dass eine Gesamtzahl von 5.187 Anlagen zur Modellierung herangezogen werden kann. Somit ist gewährleistet, dass in jeder NUTS2-Region eine Mindestzahl von drei Anlagen berücksichtigt wird. In Abbildung 56 sind die Anlagenzahlen je NUTS2-Ebene vor und nach der Ausweitung der Auswahl grafisch dargestellt. Dabei wurde die Anzahl kategorisiert in „kritisch“ (< 10 Anlagen, rot), „ausreichend“ (10-50 Anlagen, gelb) und „gut“ (ab 50 Anlagen, grün).

Trotz Ausweitung bleibt die Anzahl berücksichtigter Anlagen für das Hamburger Stadtgebiet und den Süden Bayerns „kritisch“ für eine statistische Auswertung der Volllaststunden. Da die Nabenhöhe bei Einbeziehung weiterer Anlagen noch weiter abweichen müsste und damit die Relevanz der Erträge der DWD-Referenzanlage für die Bestandsanlagen weiter sinkt, wird die geringe Anzahl der Anlagen in diesen Gebieten vorgezogen.

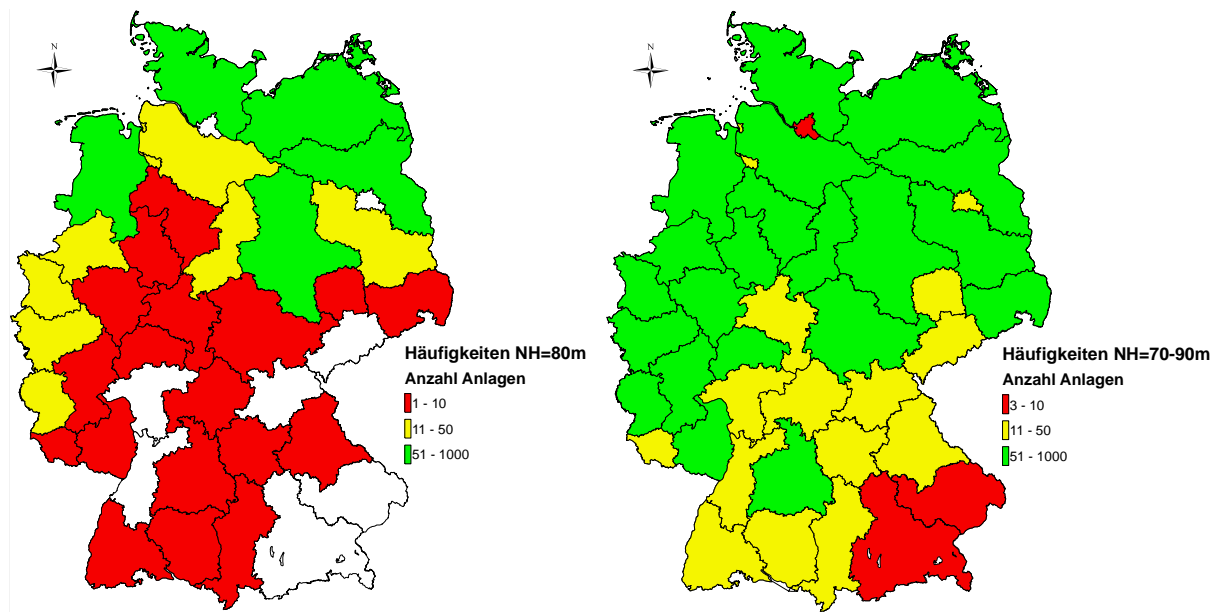


Abbildung 56: Anzahl berücksichtigter Anlagen mit genau 80 m Nabenhöhe links, weiße Flächen beinhalten keine zutreffende Anlage; und rechts nach Ausweitung auf 70 – 90 m Nabenhöhe

Mit den gewählten Anlagen wird nun auf Basis des mittleren Gemeindereferenzertrags und Formel (4.2) die Volllaststundenzahl je Anlage berechnet. Nach einer statistischen Auswertung mittels GIS-Software ergibt sich das in Tabelle 5 dargestellte Ergebnis nach Bundesland. Zur Übersicht sind die Volllaststunden der berücksichtigten Anlagen in Abbildung 57 zusätzlich als Karte dargestellt.

Tabelle 5: Ergebnisse der Volllaststunden-Modellierung auf Basis der DWD-Daten und der Bestandsanlagen der BetrDB (Nabenhöhe 70 bis 90 m)

Bundesland	VLS	Bundesland	VLS
Baden-Württemberg	1895	Niedersachsen	1807
Bayern	1991	Nordrhein-Westfalen	1837
Berlin	1757	Rheinland-Pfalz	2027
Brandenburg	1665	Saarland	1477
Bremen ⁴⁹	1547	Sachsen	1657
Hamburg	1897	Sachsen-Anhalt	1477
Hessen	2114	Schleswig-Holstein	2691
Mecklenburg-Vorpommern	2005	Thüringen	1476

⁴⁹ Wert mit geringer Signifikanz, da nur zwei der angenommenen Szenarioanlagen in das Landesgebiet von Bremen fallen

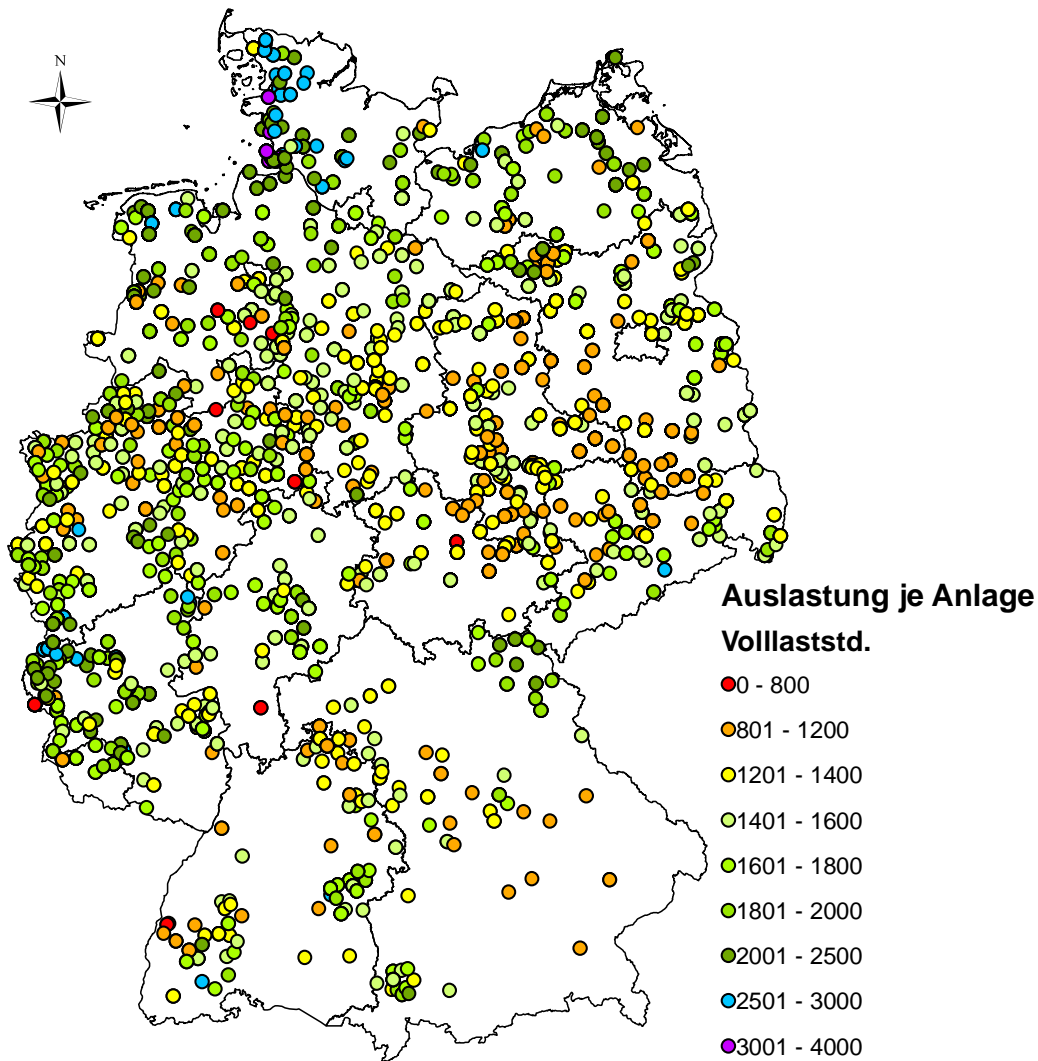


Abbildung 57: Ermittelte Volllaststunden je Anlage nach DWD-Referenzertrag unter Berücksichtigung von Bestandsanlagen mit Nabenhöhe 70 bis 90 m

4.5.4 Vergleich der Ergebnisse und Methodenkritik

Die beiden gezeigten Methoden zur Bestimmung von Volllaststunden werden im folgenden Abschnitt verglichen und mit Ergebnissen aus einer Potentialstudie des BWE gegenübergestellt.

Die Studie des BWE wurde als Vergleich herangezogen, da sie eine Potentialstudie für zukünftigen Windausbau darstellt und neben den meteorologischen Daten des DWD auch nutzbare Flächen in die Ermittlung einbezieht (BWE, 2011 S. 7). Damit besteht ein Vergleich, inwieweit ein Fehler durch die Flächenmittelung der DWD-Windnutzungsdaten über nicht nutzbare Flächen hinweg entsteht. Des Weiteren ist die Studie eine der wenigen Vergleichsmöglichkeiten eine Quelle, in der Volllaststunden zumindest auf Bundesländerbasis dargestellt werden. Die Vergleichswerte aus der BWE-Studie stellen Maximalwerte dar, aus diesem Grund wurden für die Gegenüberstellung aus den DWD-Daten bei der Mittelung ebenfalls Maximalwerte berechnet und sowohl Mittel als auch Maximum zum Vergleich herangezogen. Abbildung 58 zeigt die Ergebnisse in der Gegenüberstellung je Bundesland.

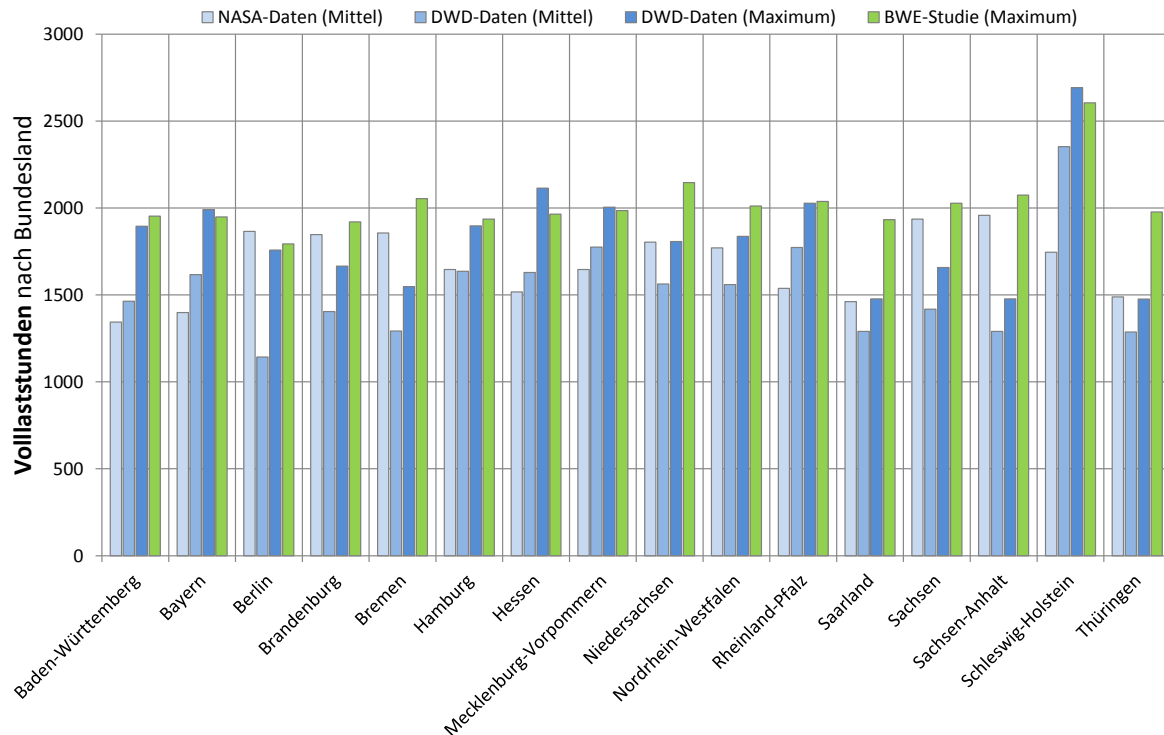


Abbildung 58: Vergleich der mittleren bzw. maximalen Volllaststunden je Bundesland aus eigenen Berechnungen und einer Potentialstudie des BWE (BWE, 2011)

Die Abbildung zeigt, dass die Maximalwerte aus der eigenen Berechnung auf Basis der DWD-Daten in den meisten Bundesländern sehr nahe am Ergebnis des BWE liegen. In Bundesländern, die für *Schwachwindanlagen* geeignet sind, z.B. Thüringen, Sachsen-Anhalt, Sachsen (BWE, 2011 S. 13), fällt die Differenz etwas höher aus, da diese in der BWE-Studie berücksichtigt werden. In kleineren Gebieten wie dem Saarland und Bremen ist die Anzahl der Referenzanlagen für die Berechnung sehr niedrig (Abbildung 56) und damit die Unsicherheit höher, wie auch der Vergleich mit den BWE-Ergebnissen zeigt.

Vergleicht man die beiden gezeigten Modellierungsansätze, so ist erkennbar, dass in den Bundesländern mit tendenziell „besseren“ Windverhältnissen die Volllaststundenzahl unterschätzt wird, während die schlechteren Standorte eher überschätzt werden. Auch wenn die NASA-Daten eine für allgemeine Szenariorechnungen ausreichende Genauigkeit aufweisen, bestätigt der Vergleich die Notwendigkeit zu einer genaueren Modellierung speziell für die durchzuführende Untersuchung.

Aus dem Vergleich heraus wird der DWD-Ansatz dem NASA-Ansatz für die Untersuchung bevorzugt. Zur Modellierung des RAV werden die mittleren Volllaststunden auf DWD-Basis herangezogen. Ein möglicher Einsatz von Schwachwindanlagen wird in dieser Arbeit nicht berücksichtigt.

Der Vorteil der Modellierung nach NASA-Daten liegt in der guten Datenverfügbarkeit. Die Mittelwerte sind für alle Länder verfügbar, die im Modell ATLANTIS berücksichtigt sind, und somit können die Eigenschaften der Windenergie (und Photovoltaik) in jedem Land auf Basis von Daten aus derselben Quelle und somit durchgängig konsistent abgebildet werden. Die Modellierung anhand der NASA-Daten ist ein einfaches Verfahren, ist rasch umsetzbar und ohne die Notwendigkeit von GIS-Software modellierbar. Die Nachteile der Methode liegen in der vergleichsweise kurzen Dauer der Mittelwerte, der geringen geographischen Auflösung und daher der Notwendigkeit einer unsicherheitsbehafteten Interpolation. Die lineare Schätzung der Volllaststunden auf Basis des Gesamtmittels für Deutschland kann die realen Verhältnisse auch nicht optimal wiedergeben.

Die Modellierung nach DWD-Daten hat den Nachteil, dass eine einzige Referenzanlage für die Berechnung von RAV und Volllaststunden verwendet wurde. Damit ist eine Integration von Schwachwindanlagen mit deutlich anderen Eigenschaften nicht möglich. Der Leistungsbeiwert c_p der Referenzanlage ist im Vergleich zu realen Anlagen niedrig gewählt. Der Vorteil der DWD-Methode liegt in der hohen geographischen Auflösung und der relativ weit vorgeschrittenen Datenaufbereitung durch den DWD. Damit lässt sich die Methode unter Zuhilfenahme von GIS-Software sehr leicht umsetzen.

Für beide Methoden gilt, dass es sich für die individuellen Anlagen in der Datenbank nur um eine Näherung der Volllaststunden bzw. des RAV handelt. Einerseits ist die Position nicht exakt bekannt, sondern die WKA steht am Standort ihres Einspeiseknotens im Übertragungsnetz; andererseits wird eine Mittelung über NUTS2-Ebenen durchgeführt, sodass die Information verloren geht, ob die WKA an einem guten oder schlechten Standort im zugeordneten NUTS2-Gebiet gebaut wird. Für den vorliegenden Verwendungszweck wird die Methode der Modellierung mit DWD-Daten trotzdem als ausreichend genau angenommen.

4.6 Bestimmung des RAV der Szenario-Photovoltaikanlagen

Analog zu den Szenario-Windkraftanlagen werden auch für die PV-Anlagen Volllaststunden auf NUTS2-Ebene ermittelt und den Szenarioanlagen zugeordnet, um ein entsprechendes RAV zu erhalten. Als Basis für die Berechnung bieten sich die Daten des Projektes PVGIS des Joint Research Centre (JRC) der Europäischen Union an (Šúri, et al., 2007). Die Daten stehen als Rasterdatei der jährlichen Einstrahlung auf eine optimal geneigte Fläche ($\text{kWh/m}^2/\text{a}$) in einer Auflösung von $1 \times 1 \text{ km}$ zur Verfügung und wurden mittels GIS-Software auf NUTS2-Ebene gemittelt. Abbildung 59 zeigt die Eingangsdaten und das Ergebnis der Mittelung.

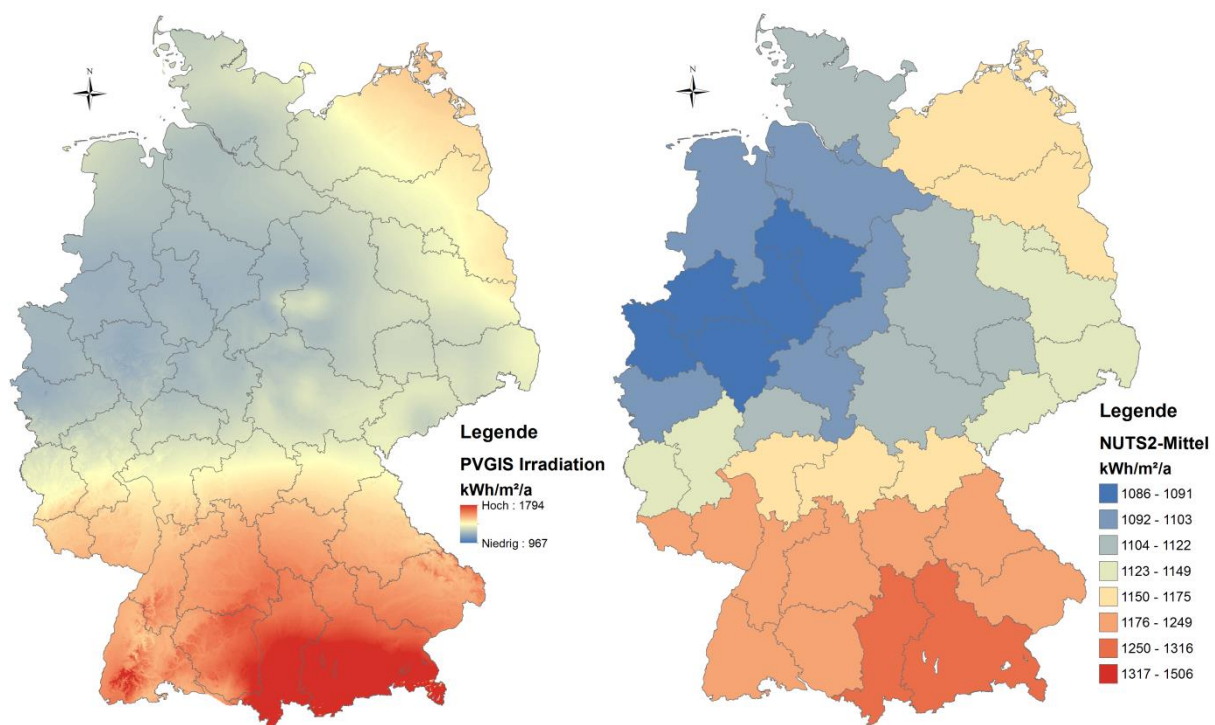


Abbildung 59: Mittelung der Jahreseinstrahlungswerte (links) von einem $1 \times 1 \text{ km}$ -Raster auf die NUTS2-Ebene (rechts). Datenquelle: PVGIS (Šúri, et al., 2007)

Aus diesen mittleren Jahreseinstrahlungswerten wird im nächsten Schritt die Anzahl der Volllaststunden je NUTS2-Gebiet berechnet. Dazu wird eine *Referenzanlage* angenommen, die einen Flächenbedarf von $7 \text{ m}^2/\text{kW}$ und einen Wirkungsgrad von 16 % aufweist. Diese Daten entsprechen gemäß (Unnewehr, et al., 2009 S. 22) dem oberen Ende der Bandbreite für polykristalline Zellen, welche die verbreitetste Technologie in Deutschland⁵⁰ darstellt (ISE, 2012 S. 17). Die Performance Ratio (PR) wird mit 0,75 entsprechend der Annahme von PVGIS gewählt und ist für „heutige“ Verhältnisse (2010) bereits ein unterdurchschnittlicher Wert (ISE, 2012 S. 28). Damit soll die Annahme von 100 % ertragsoptimal ausgerichteten Anlagen, die den Einstrahlungsdaten zugrunde liegt, etwas kompensiert werden.

⁵⁰ Stand Ende 2011

$$T_{\text{voll}} = I_{\text{ann,opt}} \cdot A_{\text{kW}} \cdot \eta \cdot PR \quad (4.3)$$

mit: T_{voll} Volllaststunden der Anlage (kWh/kWp/a = h/a)
 $I_{\text{ann,opt}}$ jährliche Einstrahlung bei opt. Ausrichtung (kWh/m²/a)
 A_{kW} Flächenbedarf pro kWp (m²/kWp)
 η Modulwirkungsgrad (-)
 PR Performance Ratio (-)

Die Volllaststunden werden aus den Einstrahlungsdaten gemäß Formel (4.3) berechnet. Im Vergleich zu den Winddaten ist die Streuung der gemittelten Volllaststunden in den einzelnen NUTS2-Gebieten deutlich geringer, so dass bei der Mittelung weniger Information verloren geht. Nur in den Gebieten mit der höchsten Einstrahlung ist die Bandbreite etwas höher.

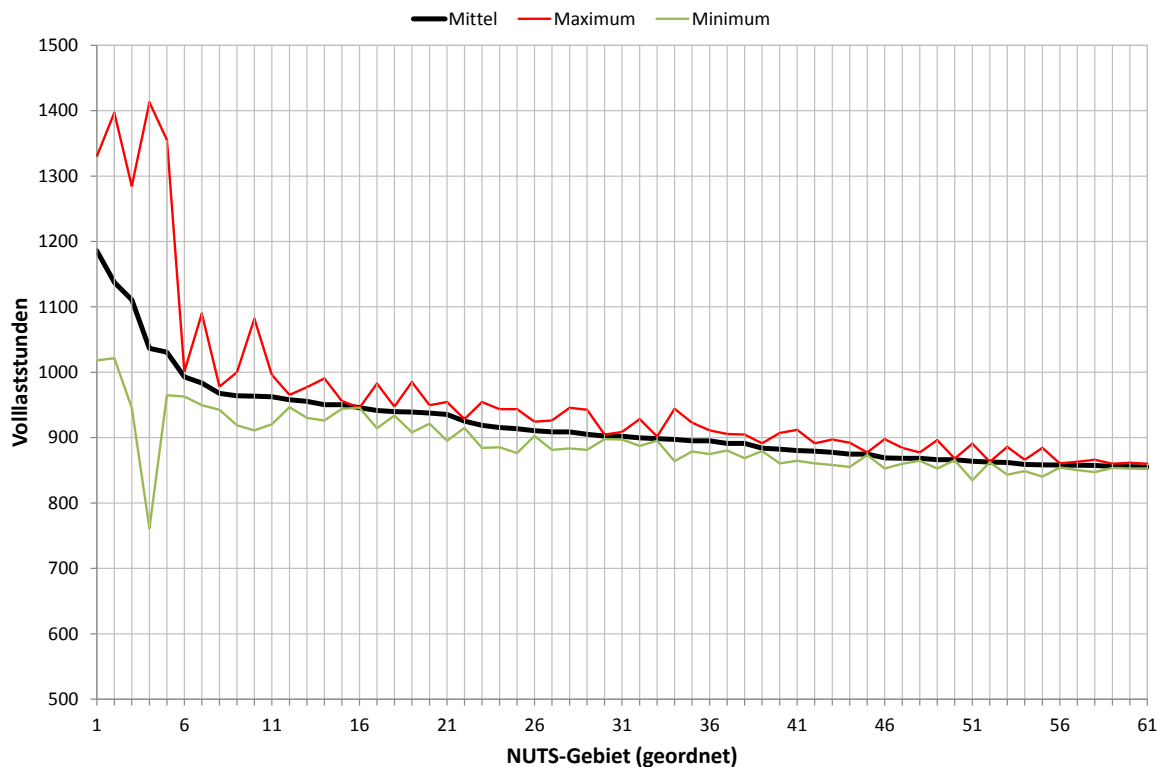


Abbildung 60: Bandbreite der gemittelten Volllaststunden je NUTS2-Gebiet

Die mittleren Volllaststunden werden über die NUTS2-Ebene den angenommenen PV-Anlagen des Szenarios zugeordnet, deren Koordinaten analog zu den WKA mit dem jeweiligen Einspeiseknoten übereinstimmen. Das sich durch Multiplikation mit der installierten Nettoleistung der Anlagen ergebende RAV aller angenommenen Anlagen bis 2030 wird für jedes NUTS2-Gebiet aufsummiert und ist in Abbildung 61 dargestellt. Zum Vergleich ist der jeweilige Anteil an der installierten Leistung als Balken je Gebiet aufgetragen. Die so ermittelten RAV-Werte werden für alle durchgeführten Simulationen übernommen.

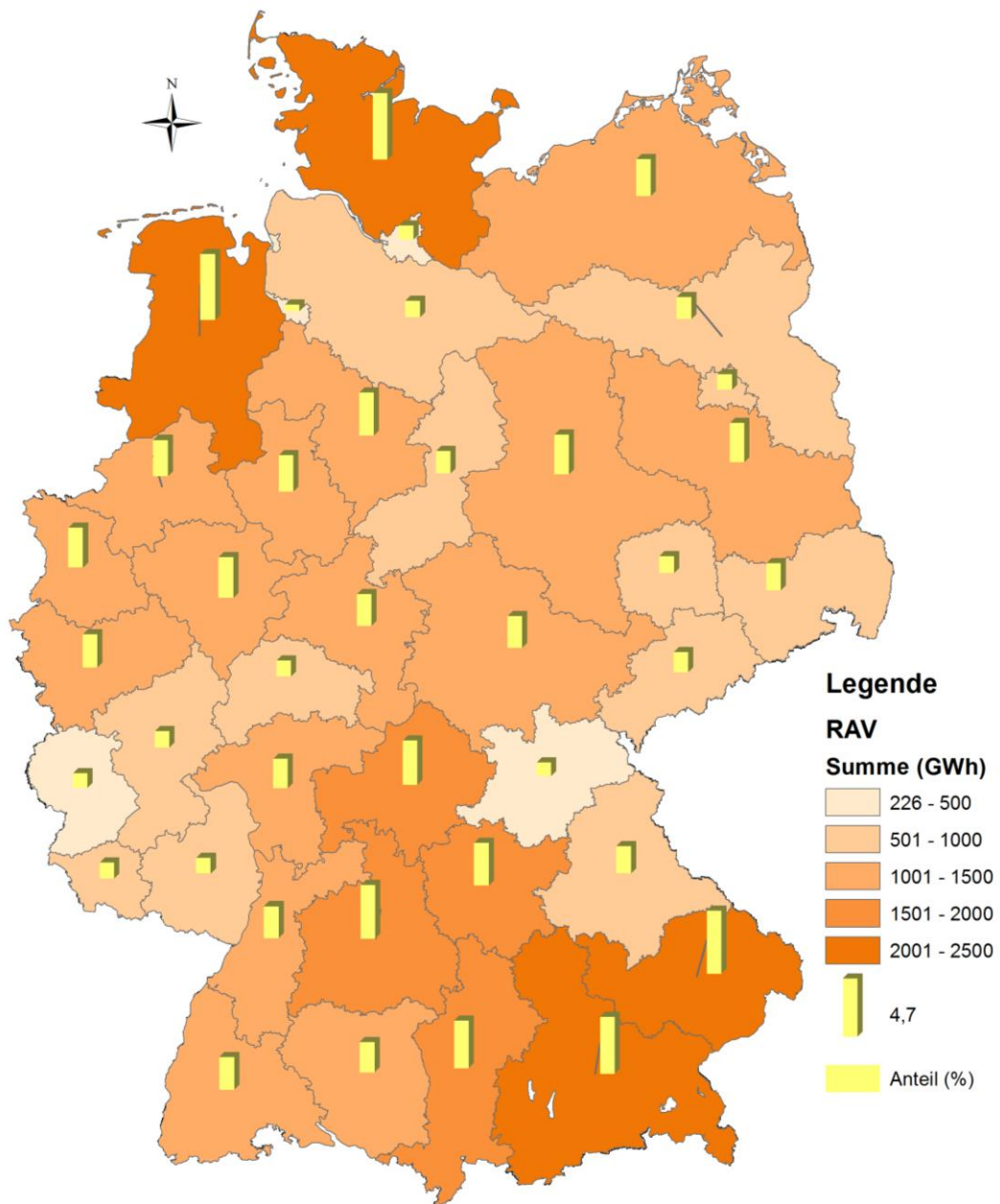


Abbildung 61: Resultierendes RAV aus der Modellierung und Anteile der NUTS2-Gebiete an der zugebauten installierten Leistung der Szenario-PV-Anlagen (Balken)

4.7 Simulationsergebnisse

In den folgenden Abschnitten werden die Ergebnisse der Untersuchungen nach Fragestellung geordnet einander gegenübergestellt. Da es sich um Ergebnisse aus Simulationsrechnungen unter Annahme definierter Szenarien handelt, gilt für alle Ergebnisse und Erkenntnisse selbstverständlich, dass diese nur unter den getroffenen Annahmen gültig sind. Die dargestellten Eurowerte sind als nominelle Größen zu verstehen.

4.7.1 Reduktion thermischer Erzeugungskapazitäten

Bei der Reduktion des Bedarfs an thermischen Erzeugungskapazitäten wurden nur jene Kraftwerke betrachtet, die erst nach 2011 ans Netz gehen und deren Jahresenergieerzeugung (Auslastung) nach Marktergebnis *und* nach Redispatch weniger als 10 % der theoretisch erzeugbaren Energiemenge⁵¹ beträgt. Da bereits im Vorfeld aus dem Referenzszenario jene Kraftwerke entfernt wurden, die weder nach Markt noch nach Redispatch nennenswerte Einsatzzeiten zeigen, konnte in *keiner der simulierten Szenarien* eine so starke Reduktion des Einsatzes über den gesamten Simulationszeitraum festgestellt werden, dass der Zubau des Kraftwerkes aufgrund der Simulation als nicht notwendig erachtet werden kann. Dieses Ergebnis deckt sich u.a. auch mit der Aussage in (ISE, 2014 S. 50).

Sehr wohl kann eine zeitliche Verzögerung der Notwendigkeit des Zubaus insbesondere bei gleichzeitigem Wind- und PV-Zubau festgestellt werden. Für diesen Fall wurde eine explizite Simulation durchgeführt, deren Ergebnisse in Kapitel 4.7.6 dargestellt sind. Es bleibt zu erwähnen, dass in den Ausbauszenarien Wind und PV (sowie gemeinsamer Zubau) *keines* der untersuchten Kraftwerke⁵² nach Markt eingesetzt wird, sondern alle nur aufgrund von Redispatchmaßnahmen benötigt werden. In diesem Punkt besteht weiterer Forschungsbedarf, da die Notwendigkeit dieser Kraftwerke durch andere, in ATLANTIS nicht abbildbare *Engpassbewältigungsmethoden* oder durch *gezielten Netzausbau* eventuell aufgehoben werden kann.

4.7.2 Erzielte Reduktion der CO₂-Emissionen

Einer der wichtigsten Parameter beim Ausbau der erneuerbaren Energien ist das erreichte Niveau der eingesparten CO₂-Emissionen. In Abbildung 62 sind die Ergebnisse aller Simulationsläufe gegenübergestellt. Als Vergleich wurden die publizierten Emissionswerte der Stromerzeugung aus einer Studie des deutschen Umweltbundesamtes dargestellt (UBA, 2013 S. 2).

⁵¹ Unter Berücksichtigung technischer Verfügbarkeit und Wartung sowie Regelleistungsvorhaltung

⁵² Es gelten dieselben Kriterien wie bei der Auswahl der nicht benötigten Zubaukraftwerke im Referenzszenario, siehe Kapitel 2.7.1.

Für die Jahre 2006 bis 2011⁵³ zeigt sich, dass das Modell ATLANTIS die absoluten CO₂-Emissionen der Stromerzeugung zu überschätzen scheint. Während die Annahmen zu den Emissionsfaktoren der Energieträger von UBA und ATLANTIS weitestgehend übereinstimmen, liegt der wesentliche Unterschied in der Modellierung der Wirkungsgrade der Kraftwerke. In ATLANTIS wird der Wirkungsgrad jedes einzelnen Kraftwerksblocks erfasst bzw. nach Alter und Typ des Kraftwerkes anhand einer Regressionsgeraden geschätzt, sofern kein tatsächlicher Wirkungsgrad aus Quellen verfügbar ist. Das UBA nutzt einen berechneten Brennstoffnutzungsgrad aus dem Verhältnis Bruttostrom-Output zu Brennstoff-Input je Energieträger als Ersatz (UBA, 2013 S. 8). Da auch in ATLANTIS bei KWK-Einheiten nur die Emissionen aus der Stromerzeugung erfasst werden, bleibt dieser Modellierungsunterschied als wahrscheinliche Erklärung für die Abweichung⁵⁴.

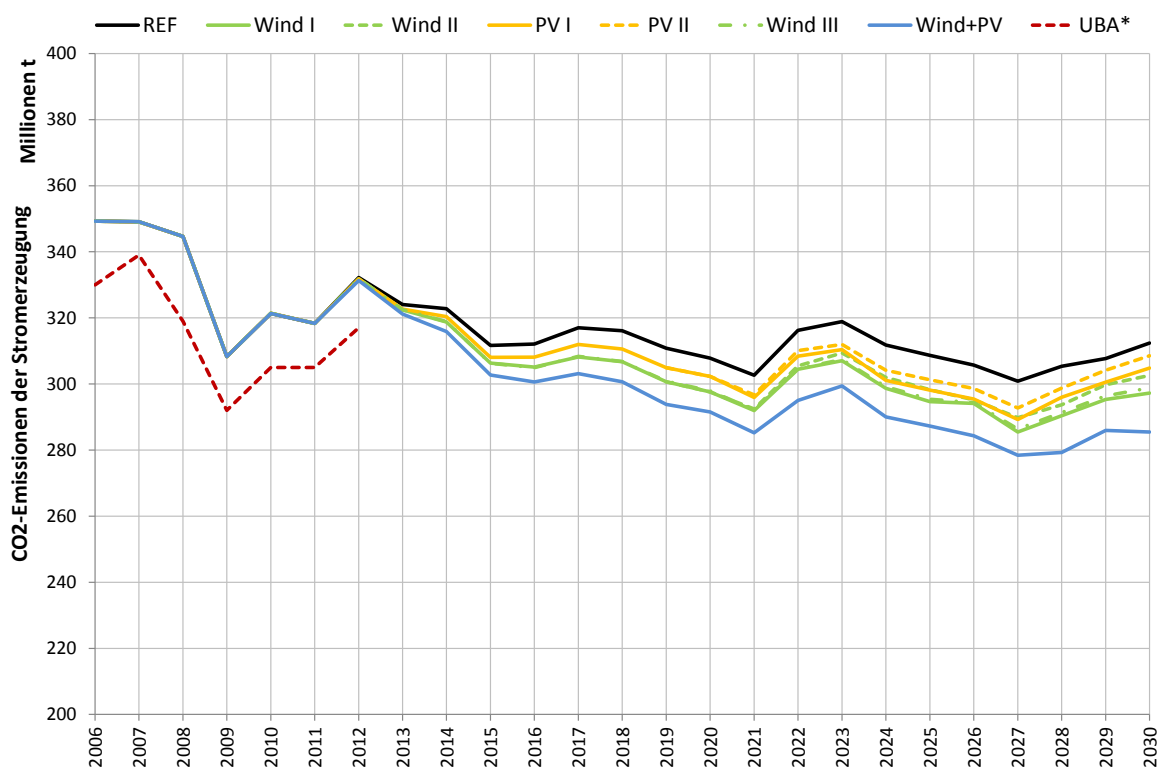


Abbildung 62: Entwicklung der CO₂-Emissionen nach simulierten Szenarien
*) Datenquelle: (UBA, 2013 S. 2). 2011 vorläufiger Wert, 2012 Schätzung.

Trotzdem ist erkennbar, dass der *qualitative Verlauf* der Emissionen durch das Modell ATLANTIS gut abgebildet werden kann. Daraus folgend können auch die *relativen Veränderungen* der Emissionen als belastbares Ergebnis angesehen werden, welche in Abbildung 63 dargestellt sind.

⁵³ der UBA-Wert für 2012 ist eine Schätzung

⁵⁴ Es kann nicht einfach festgestellt werden, welcher der beiden Ansätze mit weniger Unsicherheiten behaftet ist. Während durch die Mittelung der Nutzungsgrade je Technologie in Bezug auf den nichtlinearen Kraftwerkeinsatz ein Fehler entsteht, entbehrt auch die blockscharfe Schätzung nicht gewisser Unsicherheiten, wie in (UBA, 2013 S. 8) zurecht argumentiert wird.

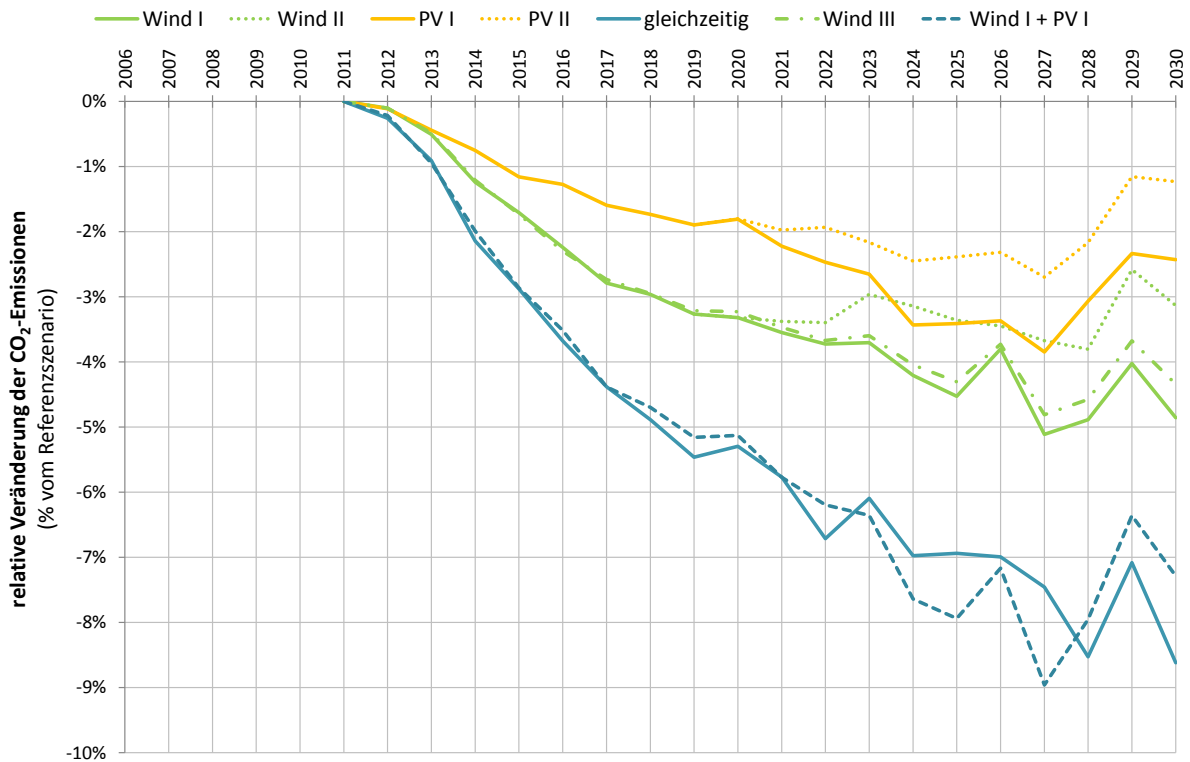


Abbildung 63: relative Reduktionen der CO₂-Emissionen nach simulierten Szenarien

Wie zu erwarten war, ist der Pfad des gewählten Windzubaues in Bezug auf die CO₂-Emissionen effizienter, obwohl sogar geringfügig weniger Leistung zugebaut wird. Interessant ist der Zusammenhang zwischen dem gleichzeitigen Zubau von Wind und PV und der Summe der Reduktionseffekte, die teilweise größer sind, jedoch ist ab 2028 der gemeinsame Zubau bei der Reduktion effizienter.

Der Vergleich zwischen Windausbau I und der Variante mit Limitierung des negativen Redispatch („Windausbau III“, siehe 4.7.5) ist ebenfalls in diesem Diagramm dargestellt. Es ist erkennbar, dass der fehlende Zubau der 5 GW mit durchschnittlich mehr als 10 % Redispatch die Reduktion der Emissionen zwar verringert, aber nicht in wesentlichem Ausmaß.

Für die Reduktion der CO₂-Emissionen zeigen die Simulationsergebnisse die zu erwartenden Vorteile der Windkraft. Bei gleichzeitigem Ausbau ist die Reduktion der Emissionen im Schnitt nicht wesentlich höher als die Summe der beiden einzelnen Ausbauszenarien zusammen, auch wenn die Ergebnisse gegen Ende des Simulationszeitraums auseinandergehen. Ein klarer Trend ist nicht erkennbar, Synergieeffekte können aber auch nicht ausgeschlossen werden.

4.7.3 Notwendigkeit des Einsatzes von negativem Redispatch

Für die Integrierbarkeit der dargebotsabhängigen Energieerzeugung kann das Maß an Engpassmanagementmaßnahmen, die getroffen werden müssen, zur Bewertung herangezogen werden. Wie bereits erwähnt, ist der Redispatch jene Maßnahme, die vom Lastflussalgorithmus in ATLANTIS getroffen werden kann, wobei versucht wird, dessen Einsatz möglichst gering zu halten.

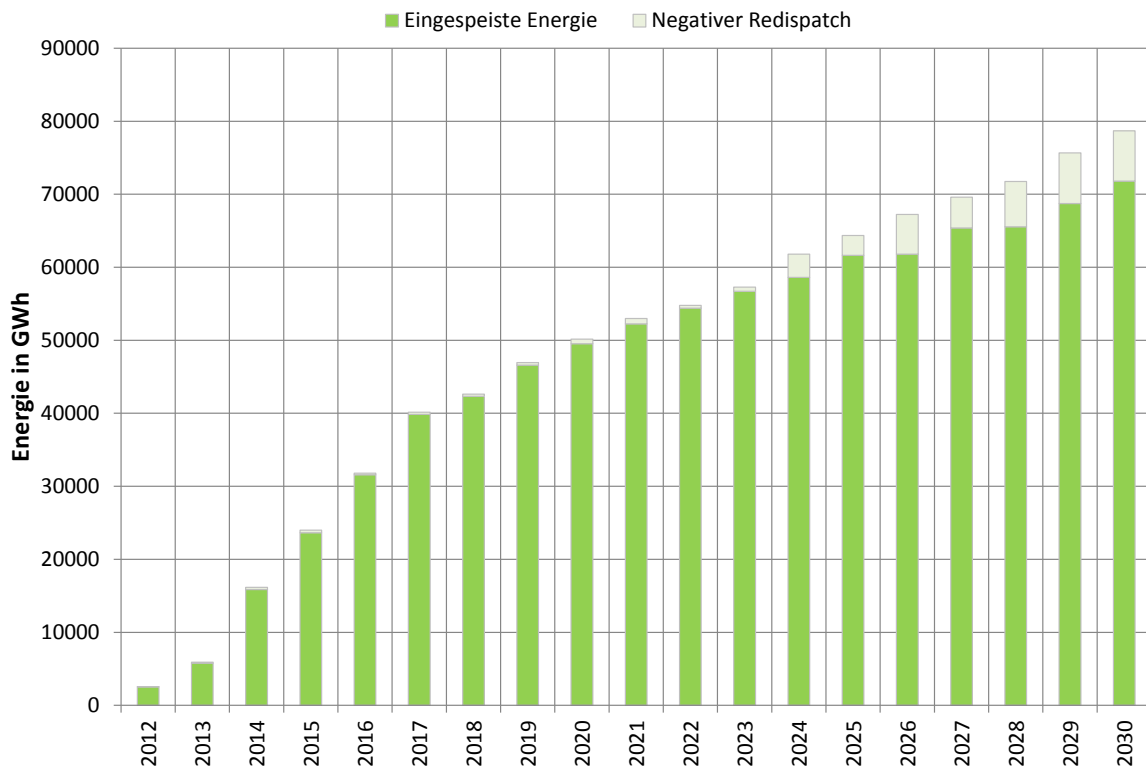


Abbildung 64: Simulationsergebnisse für Eingespeiste Energie und durch negativen Redispatch verlorene Energiemenge im Szenario „Windausbau I“

Die Auswertung der tatsächlich integrierbaren Energie im Vergleich zur theoretisch verfügbaren Energie (RAV) für das Windausbauzenario zeigt Abbildung 64. Während der Redispatchbedarf in den Jahren bis 2024 noch relativ gering ist, ist gemäß Simulation danach ein Anstieg auf durchschnittlich 7 % des RAV pro Jahr zu beobachten. Dazu sei angemerkt, dass in den simulierten Szenarien zusätzlich zu den Startnetzmaßnahmen und der HGÜ-Korridore kein weiterer Netzausbau angenommen wird, um die Wertigkeit von Wind und PV ohne zusätzliche Maßnahmen ermitteln zu können.

Das Szenario Windausbau III mit rund 5.000 MW installierter Leistung, die aufgrund von zu hoher Redispatchquote⁵⁵ nicht zugebaut werden, zeigt zwar eine deutlich geringere Redispatchmenge, bleibt jedoch bezogen auf die verfügbare Energie immer noch auf einem Niveau von 5 % (Abbildung 65).

⁵⁵ Der durchschnittliche Redispatch im Simulationszeitraum beträgt mehr als 10 % des RAV

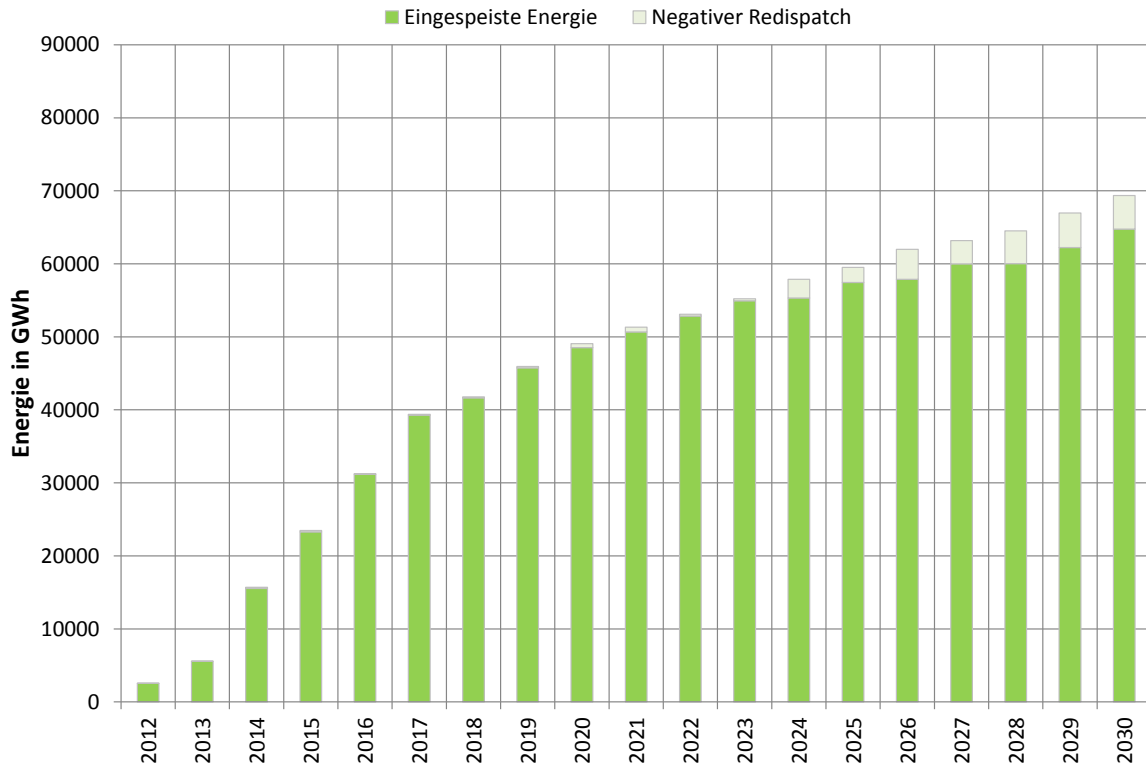


Abbildung 65: Simulationsergebnisse für Eingespeiste Energie und durch negativen Redispatch verlorene Energiemenge im Szenario „Windausbau III“

Die Eliminierung der Windkraftanlagen mit durchschnittlicher Redispatchquote > 10 % bringt also nur eine Verbesserung um zwei Prozentpunkte in Bezug auf den notwendigen negativen Redispatch zum gesicherten Systembetrieb.

Der notwendige negative Redispatch bei Photovoltaik ist dank des eher südlich orientierten Erzeugungsschwerpunktes deutlich geringer im Vergleich zur Windkraft. In derselben Periode 2024-2030 beträgt der durchschnittlich notwendige negative Redispatch laut Simulation nur 1,5 % der theoretisch verfügbaren Energiemenge (Abbildung 66).

Die Untersuchung auf Synergieeffekte in Bezug auf den Redispatchbedarf bei gleichzeitigem Ausbau von Wind und Photovoltaik ergibt bei Betrachtung einzelner Jahre wiederum keinen klaren Trend (Abbildung 67). Im Mittel über die Periode 2024-2030 zeigt sich jedoch eine leichte Reduktion bei Windkraft von etwa einem halben Prozentpunkt. Dem gegenüber steht eine Steigerung von 0,1 Prozentpunkten bei der Photovoltaik, was in Summe eine positive Bilanz ergibt.

Die Integration der Photovoltaik ergibt im Vergleich zu Windkraft einen deutlich niedrigeren Bedarf an Engpassmanagementmaßnahmen, woraus auch ein geringerer Bedarf an Netzausbau abgeleitet werden kann. Bei gleichzeitigem Ausbau von Wind und PV sind im Mittel leichte Synergieeffekte zu beobachten, wobei die PV die Integration des Windes fördert, dabei aber selbst etwas stärker von negativem Redispatch betroffen ist.

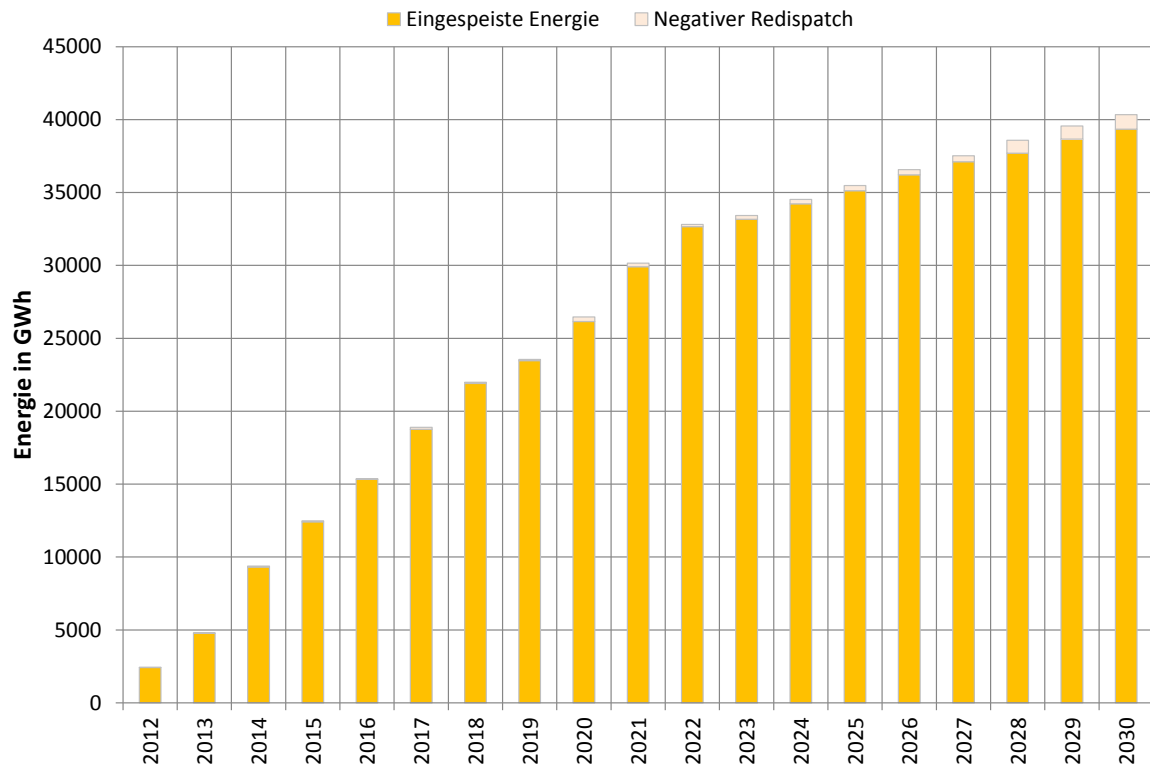


Abbildung 66: Simulationsergebnisse für Eingespeiste Energie und durch negativen Redispatch verlorene Energiemenge im Szenario „Photovoltaik-Ausbau I“

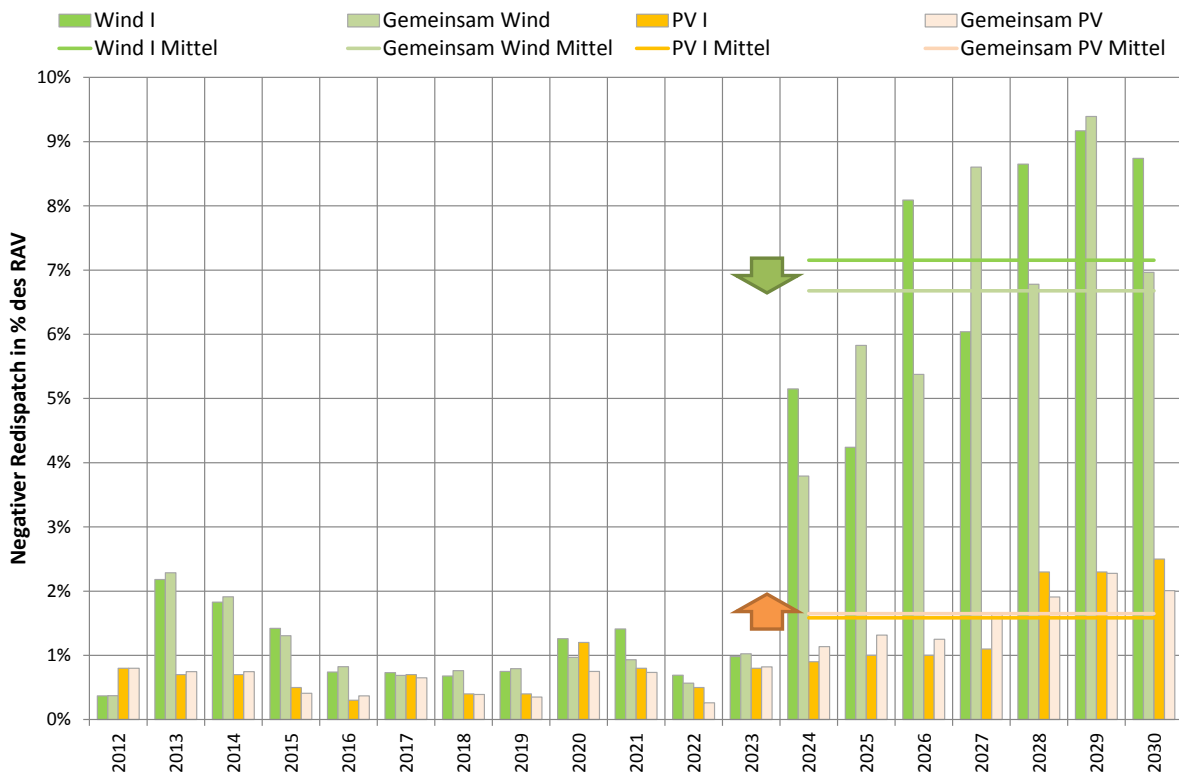


Abbildung 67: Vergleich des Redispatchbedarfs zwischen ausschließlichem und gleichzeitigem Ausbau von Wind und Photovoltaik

4.7.4 Wirtschaftliche Untersuchungen

Im Rahmen der wirtschaftlichen Betrachtung der berechneten Szenarien wurde der Fokus insbesondere auf den Verlauf der gesamten Fixkosten und variablen Kosten im System gelegt, um die Opportunitätskosten der einzelnen Ausbaupfade gegenüber dem Referenzszenario bestimmen zu können. In den folgenden Abschnitten sind die Ergebnisse aus Gründen der Übersichtlichkeit zum Teil nur in Form von relativen Abweichungen zum Referenzszenario dargestellt. Der Verlauf der absoluten Größen findet sich in diesen Fällen im Anhang 8.2.3 (ab Seite 164).

4.7.4.1 Verlauf der simulierten fixen Kosten der Erzeugung

Durch die zusätzlichen Investitionen steigen die Fixkosten in allen Szenarien erwartungsgemäß an. Bei gleichzeitigem Zubau von Wind und PV nach dem angenommenen Szenarioverlauf steigen die Fixkosten ebenso nachvollziehbar am stärksten an und erreichen ein Niveau von über 40 % über den Fixkosten des Referenzfalles.

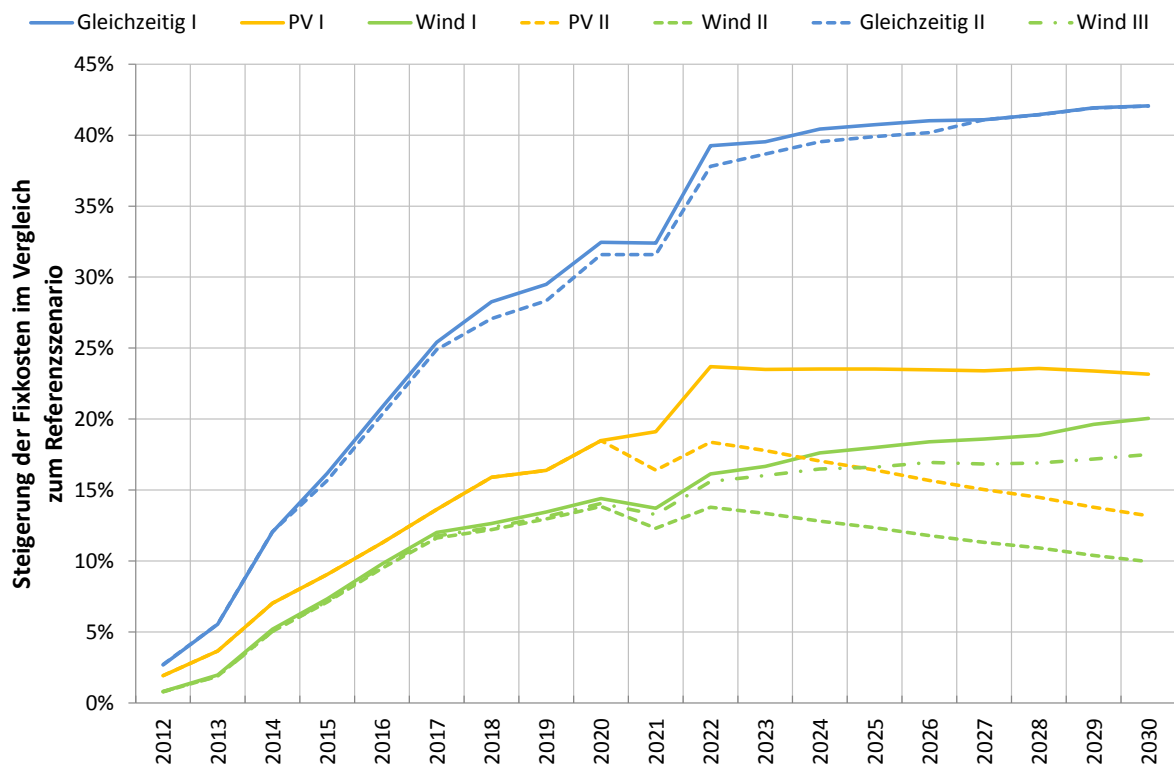


Abbildung 68: Veränderungen der simulierten Fixkosten im Vergleich zum Referenzszenario

4.7.4.2 Verlauf der simulierten variablen Kosten der Erzeugung

Aufgrund der geringen kurzfristigen Grenzkosten von Wind und Photovoltaik ist eine Reduktion der variablen Kosten zu erwarten, was durch die Modellrechnung bestätigt wird. Im Vergleich zu den Fixkosten fällt die Reduktion der variablen Kosten etwas geringer aus. Der gemeinsame Ausbau von Wind und Photovoltaik ergibt wie erwartet die größte Reduktion an variablen Kosten (Abbildung 69).

In Bezug auf die Wechselwirkungen von Wind- und PV-Zubau werden die Differenzen der Szenarien mit ausschließlichem Zubau einer Technologie zur Referenz verglichen mit der Differenz des Szenarios mit gleichzeitigem Zubau zur Referenzannahme. Während bei den Fixkosten per Definition kein Unterschied auftritt, da keine Reduktion thermischer Kapazitäten erfolgt, kann im Fall der variablen Kosten beobachtet werden (siehe Abbildung 69), dass die Summe der Kostenreduktionen im Kraftwerkseinsatz bei ausschließlichem Zubau der einzelnen Technologien *höher* ist als bei gleichzeitigem Ausbau (4.4).

$$\Delta K_{var,Wind} + \Delta K_{var,PV} > \Delta K_{var,W+P} \quad (4.4)$$

mit: $\Delta K_{var,Wind}$ Reduktion var. Kosten durch Windzubau (€)
 $\Delta K_{var,PV}$ Reduktion var. Kosten durch PV-Zubau (€)
 $\Delta K_{var,W+P}$ Reduktion var. Kosten durch gemeinsamen Zubau (€)

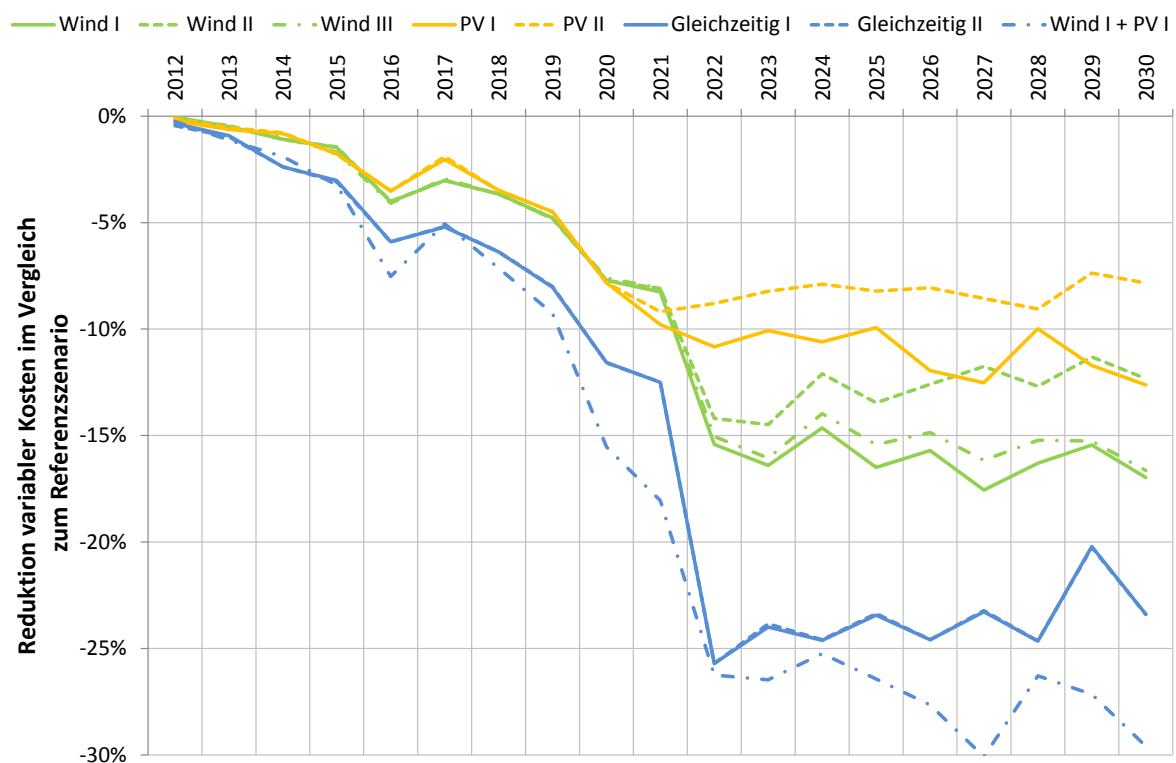


Abbildung 69: Veränderungen der simulierten variablen Kosten im Vergleich zum Referenzszenario

Eine mögliche Erklärung liegt in der Veränderung der notwendigen Importe. Ab 2022 steigt die Notwendigkeit des Imports elektrischer Energie im Referenzszenario deutlich an (Abbildung 70), wodurch das Reduktionspotential von 25 % überhaupt erst möglich wird. Bei gleichzeitigem Ausbau von Wind und PV wird Deutschland zum Nettoexporteur, womit das Reduktionspotential der variablen Kosten limitiert wird. Die zusätzlichen Erlöse aus den Exporten werden in Abbildung 69 nicht berücksichtigt, da es sich um eine reine Kostendarstellung handelt.

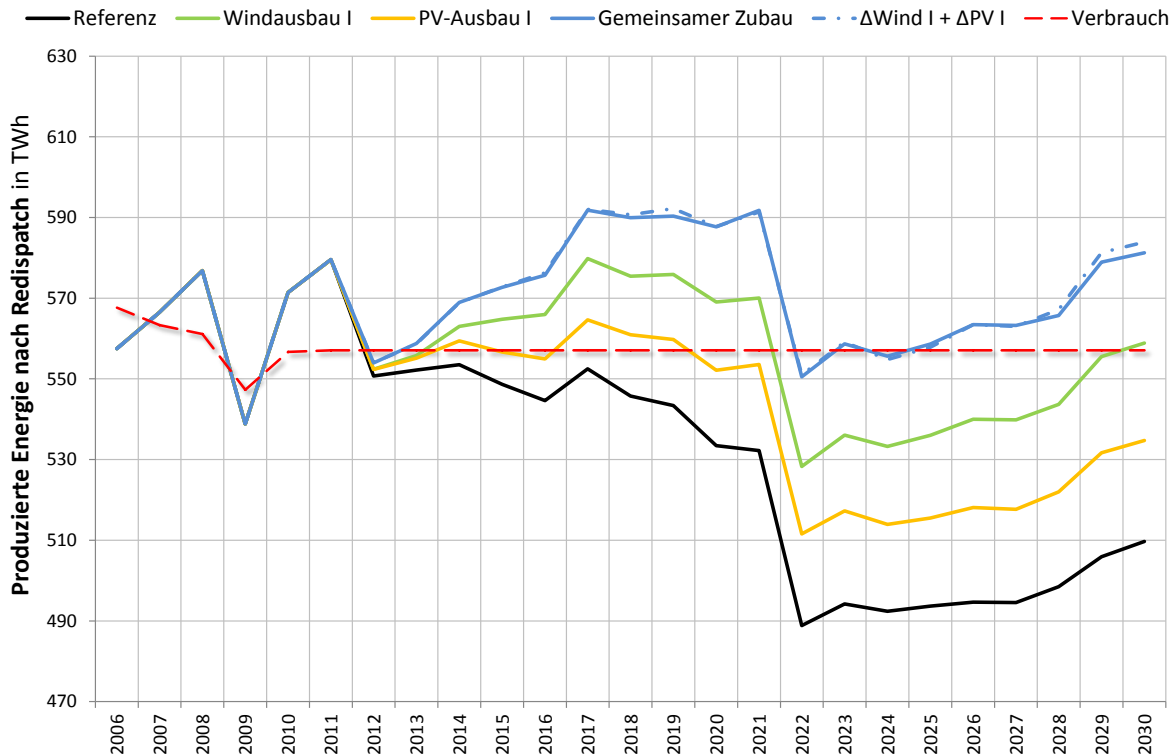


Abbildung 70: Energieerzeugung der unterschiedlichen Ausbauszenarien nach Redispatch im Vergleich

Ein Vergleich mit der eingespeisten Energiemenge nach Redispatch zeigt, dass im Szenario mit gleichzeitigem Wind- und PV-Zubau auch etwas weniger Energie erzeugt wurde (Abbildung 70). Daher muss zusätzlich ein Vergleich der spezifischen Produktionskosten erfolgen, um eine signifikante Aussage treffen zu können.

4.7.4.3 Verlauf der simulierten spezifischen Produktionskosten

Betrachtet man die spezifischen Produktionskosten, also die variablen Kosten der Erzeugung (ohne Importe) bezogen auf die gesamte produzierte Energie gemäß Simulation in Deutschland, so zeigt sich, dass die Reduktion je Technologie in Summe fast exakt der Reduktion der Produktionskosten bei gleichzeitigem Ausbau entspricht. In den Jahren 2022 bis 2030 schneidet das gemeinsame Ergebnis im Schnitt nur knapp einen Prozentpunkt besser ab als die Summe der getrennten Zubauten. Der Verlauf der Ergebnisse ist in Abbildung 71 dargestellt.

Der gleichzeitige Zubau beider Technologien kann die spezifischen Produktionskosten im Laufe der Simulation deutlich um bis zu rund 20 % im Vergleich zur Referenz senken. Darüber hinaus kann ein leichter, aber nicht signifikanter Synergieeffekt aus dem gemeinsamen Zubau von Wind und PV festgestellt werden.

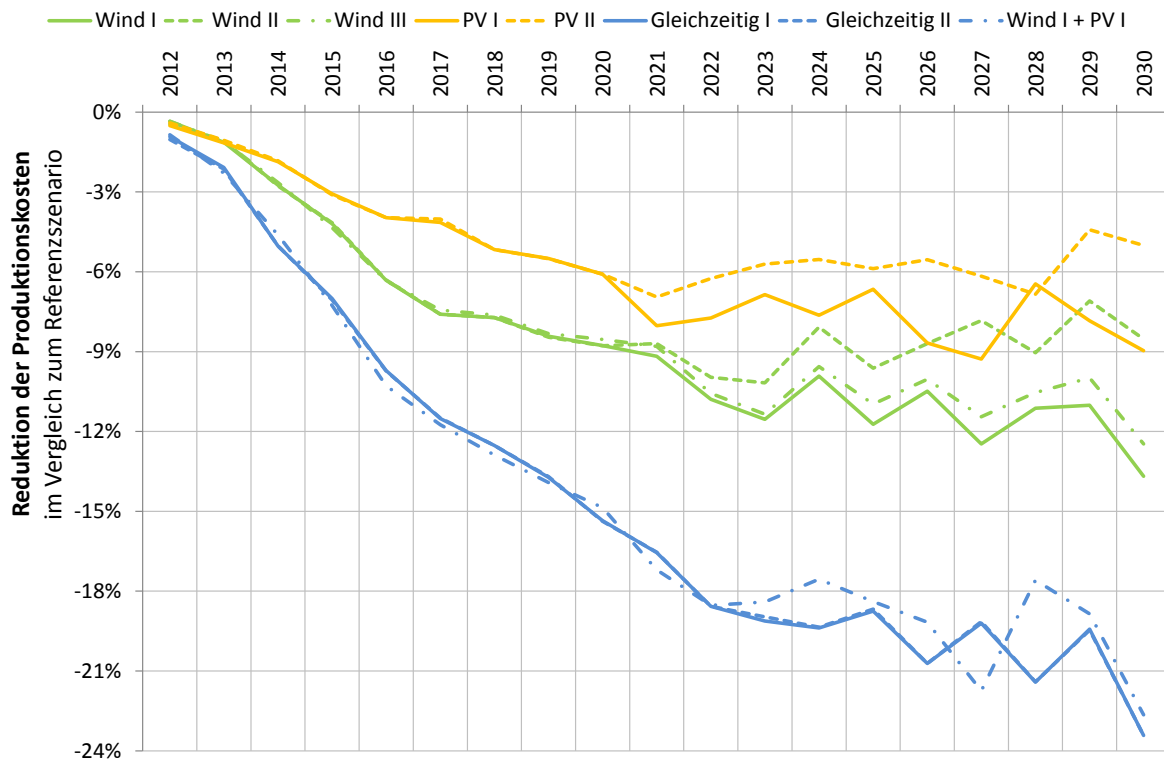


Abbildung 71: Veränderungen der simulierten spezifischen variablen Produktionskosten im Vergleich zum Referenzszenario

4.7.4.4 Verlauf der simulierten jährlichen Stromgestehungskosten

Besonders interessante Ergebnisse liefert der Vergleich der Stromgestehungskosten⁵⁶, die als Summe aller fixen und variablen Kosten der Stromerzeugung (ebenfalls *ohne* Importe) bezogen auf die gesamte simulierte Produktion elektrischer Energie in Deutschland berechnet werden (Abbildung 72). Einerseits fällt auf, dass das Szenario mit ausschließlichem Photovoltaikzubau langfristig am Schlechtesten abschneidet. Dies ist auf das im Vergleich zur Windkraft schlechtere Verhältnis von Investitionskosten zu Volllaststunden zurückzuführen. Photovoltaik erreicht nur halb so viel Volllaststunden wie Wind, die Errichtung der Anlagen kostet aber pro kW derzeit im Schnitt noch fast das Doppelte.

Der gemeinsame Zubau liegt in Bezug auf die Stromgestehungskosten ähnlich wie der ausschließliche Zubau von Photovoltaik, wobei sich insbesondere nach der Außerbetriebnahme der Kernkraftwerke nach 2022 ein Unterschied einstellt.

Die Fälle „Windausbau II“ und „PV-Ausbau II“ zeigen bei der Betrachtung der Stromgestehungskosten einen positiven Verlauf. Aufgrund der nicht weiter steigenden Fixkosten durch den Zubau sinken diese rascher und erreichen im Fall der Windkraft ab 2028 sogar niedrigere Gestehungskosten als im Referenzfall. Dies ist ein besonderer Hinweis auf die *langfristige*

⁵⁶ Zur Begriffserklärung: mit Stromgestehungskosten sind die jährlich anfallenden spezifischen Gesamtkosten der Erzeugung bezogen auf die produzierte Menge gemeint, vgl. (Konstantin, 2007 S. 235ff). In der Literatur werden Stromgestehungskosten oft mit den *Levelised Costs of Electricity* (LCOE) gleichgesetzt, die an dieser Stelle *nicht* betrachtet werden.

Wertigkeit der erneuerbaren Energien. Für diese beiden Szenarien wird die genaue Kostenaufschlüsselung nachfolgend diskutiert.

Der Vergleich der gleichzeitigen bzw. ausschließlichen Ausbauszenarien von Wind und PV zeigt moderate Synergieeffekte – das gemeinsame Ausbauszenario liegt zwei Prozentpunkte unter der Summe von Windausbau I und PV-Ausbau I.

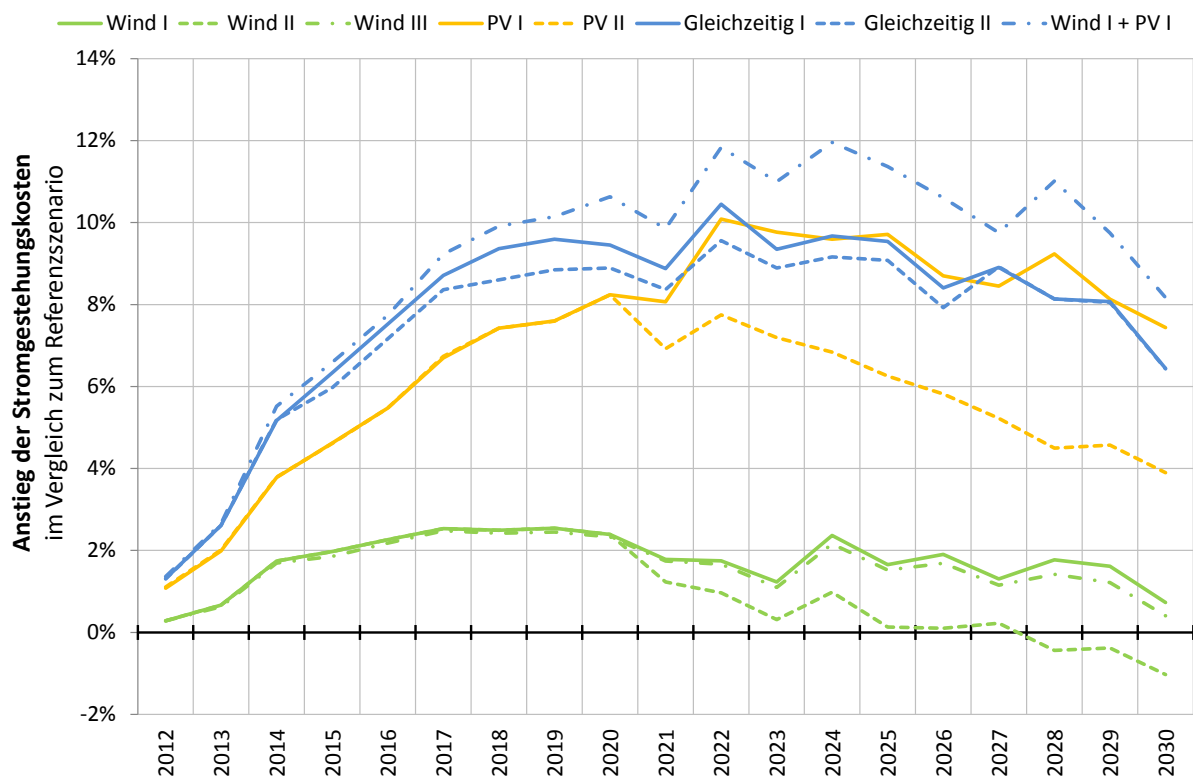


Abbildung 72: Veränderungen der simulierten jährlichen Stromgestehungskosten im Vergleich zum Referenzszenario

4.7.4.5 Aufschlüsselung der Kostenkomponenten im Wind- und PV-Ausbauszenario

Bei der genaueren Betrachtung der Kostenstrukturen für die Szenarien „Windausbau I“ und „Photovoltaik-Ausbau I“ ist ersichtlich, dass der Ausbau der PV sowohl mehr Fixkosten aufgrund der höheren Investition, als auch höhere variable Kosten durch die geringere Stromproduktion hervorruft (Abbildung 73). Insbesondere nach 2022 zeigt der Ausbau der Windkraft geringere variable Kosten um rund eine Milliarde Euro pro Jahr, hauptsächlich aufgrund gesparter Brennstoffkosten und geringerer Importe, während bei Windkraftausbau höhere variable Wartungs- und Betriebskosten auftreten (Abbildung 74).

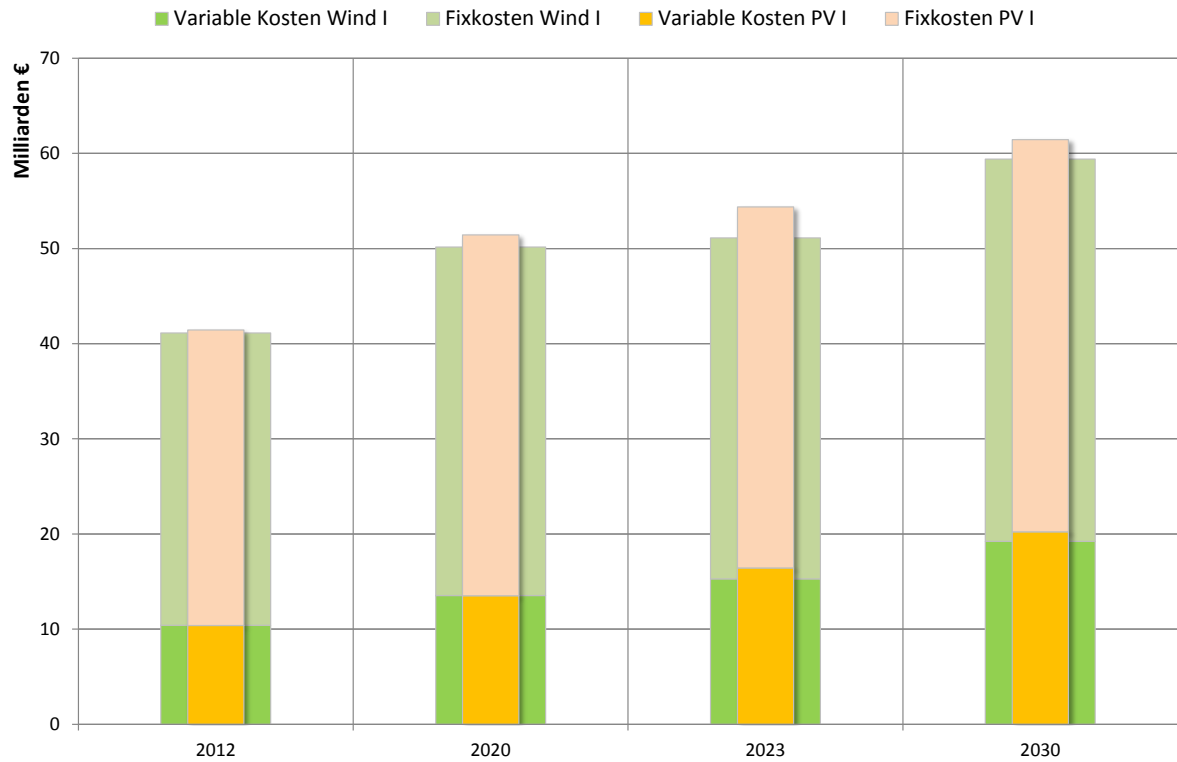


Abbildung 73: Direkte Gegenüberstellung der fixen und variablen Kosten (inkl. Importe) für die Szenarien „Wind-Ausbau I“ und „PV-Ausbau I“

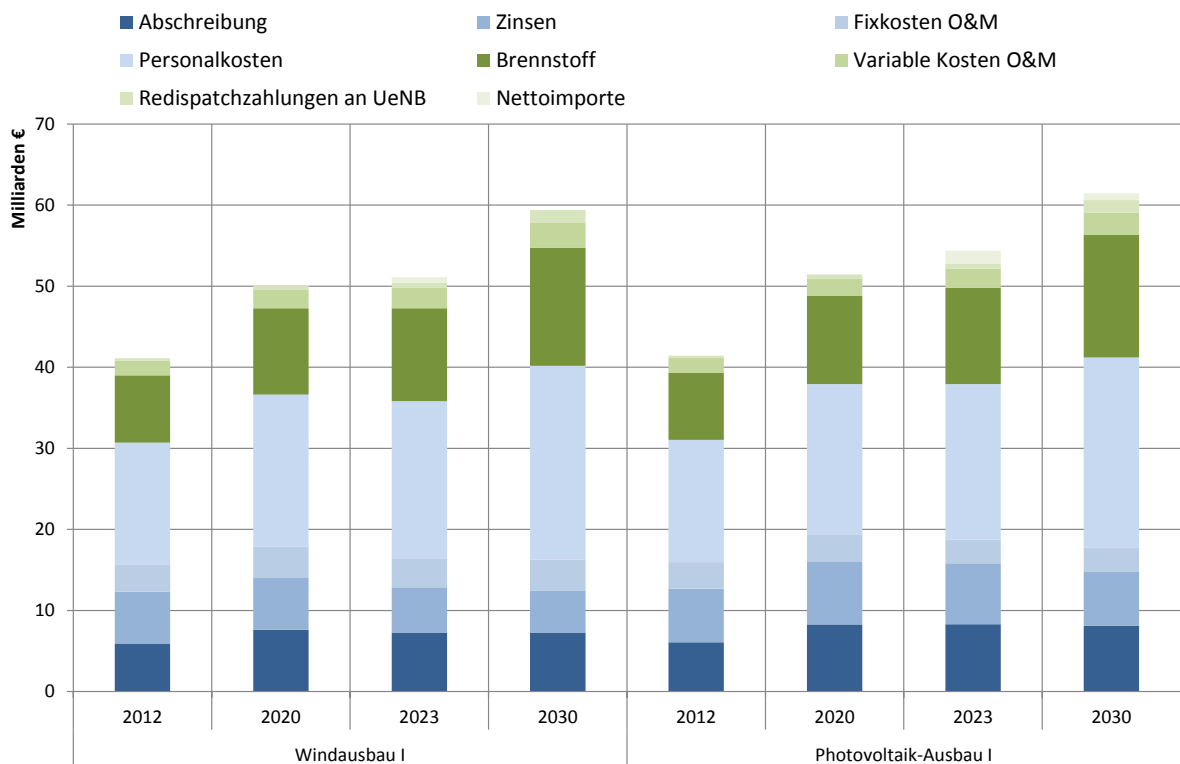


Abbildung 74: Kostenaufschlüsselung für das Gesamtsystem in Deutschland für die Szenarien „Wind-Ausbau I“ und „PV-Ausbau I“

4.7.4.6 Aufschlüsselung der Kostenkomponenten bei Zubaustopp 2020

Die Kostenstruktur ist identisch zu den Szenarien „Windausbau I“ und „PV-Ausbau I“. Den sinkenden Fixkosten stehen etwas höhere variable Kosten gegenüber, dennoch liegen die Gesamtkosten durch den Zubaustopp deutlich niedriger (Abbildung 75).

Interessanter ist hier der Vergleich mit dem Referenzszenario in Abbildung 76. Es zeigt sich, dass 2030 der mit 2020 gestoppte Windkraftausbau die Gesamtkosten des Referenzszenarios erreicht. Die höheren Fixkosten werden in diesem Jahr fast zur Gänze durch die reduzierten variablen Kosten ausgeglichen. Kombiniert mit der Mehrerzeugung durch den Windzubau ergibt dies für das Szenario „Windausbau II“ die im vorigen Abschnitt beobachteten niedrigeren Stromgestehungskosten. Trotzdem besteht für dieses Szenario über den gesamten Beobachtungszeitraum eine Notwendigkeit zur Förderung, da laut Marktmodell nicht ausreichend Erträge bei Direktvermarktung am Strommarkt erwirtschaftet werden (Abbildung 77).

Die Simulation zeigt, dass ein fortgesetzter Windzubau in Deutschland bis 2020 entsprechend den Annahmen aus dem Szenariorahmen NEP 2012, welche auch mit den derzeitigen politischen Rahmenbedingungen übereinstimmen, bereits im Jahr 2028 elektrische Energie günstiger bereitstellen kann als das angenommene Referenzszenario. Unter Beibehaltung des derzeitigen Marktsystems ist diese Variante während des gesamten Simulationszeitraums allerdings nicht ohne Förderungen bereitstellbar.

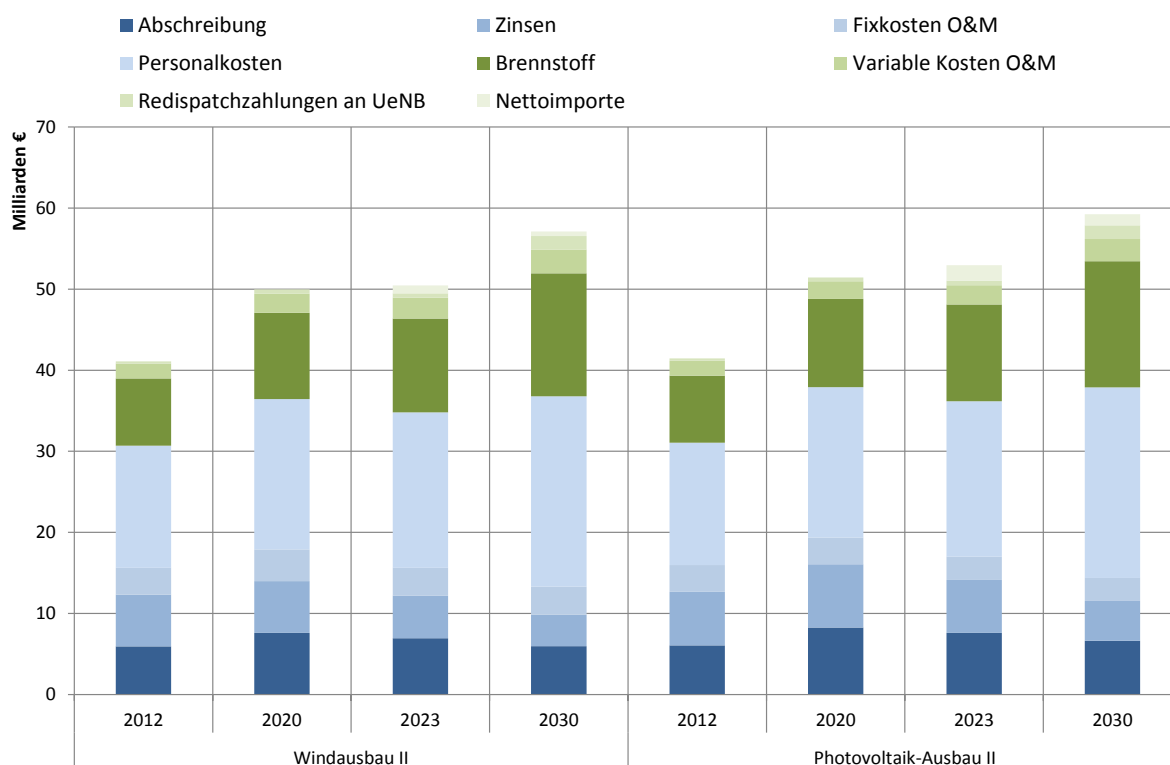


Abbildung 75: Kostenaufschlüsselung für das Gesamtsystem in Deutschland für die Szenarien „Wind-Ausbau II“ und „PV-Ausbau II“

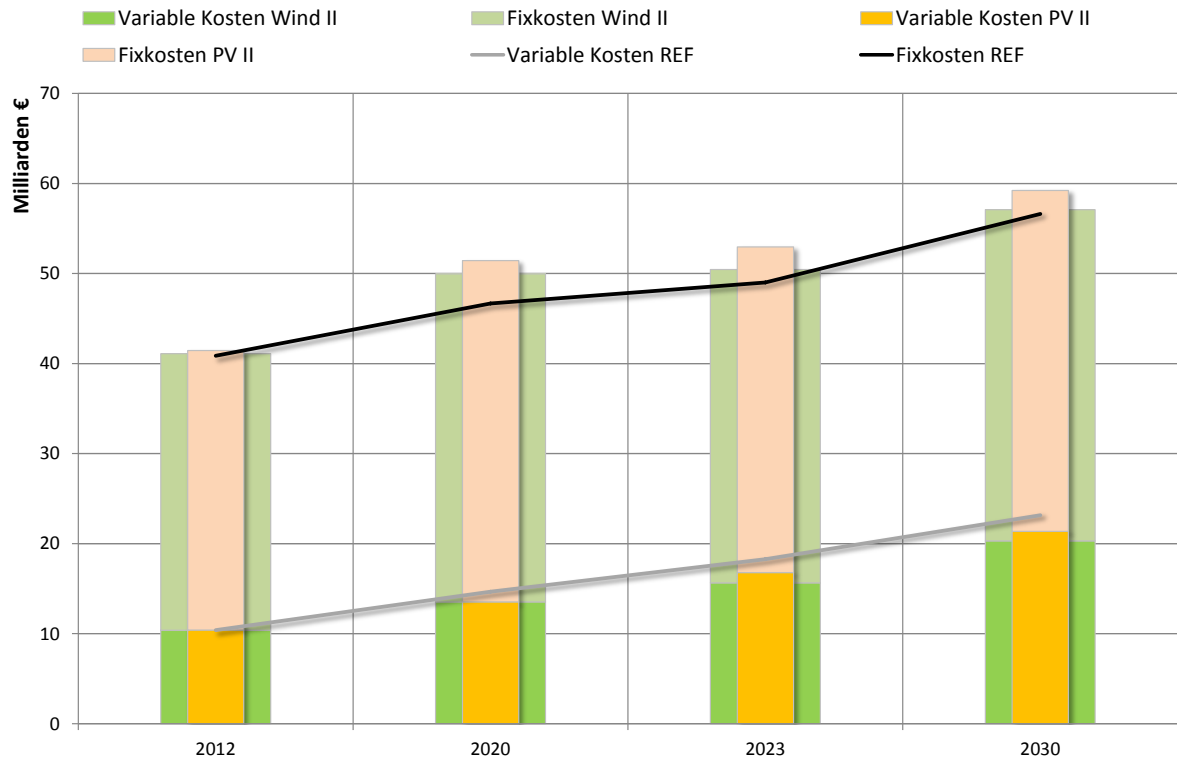


Abbildung 76: Fixe und variable Kosten der Szenarien „Windausbau II“ und „PV-Ausbau II“ im Vergleich zum Referenzszenario

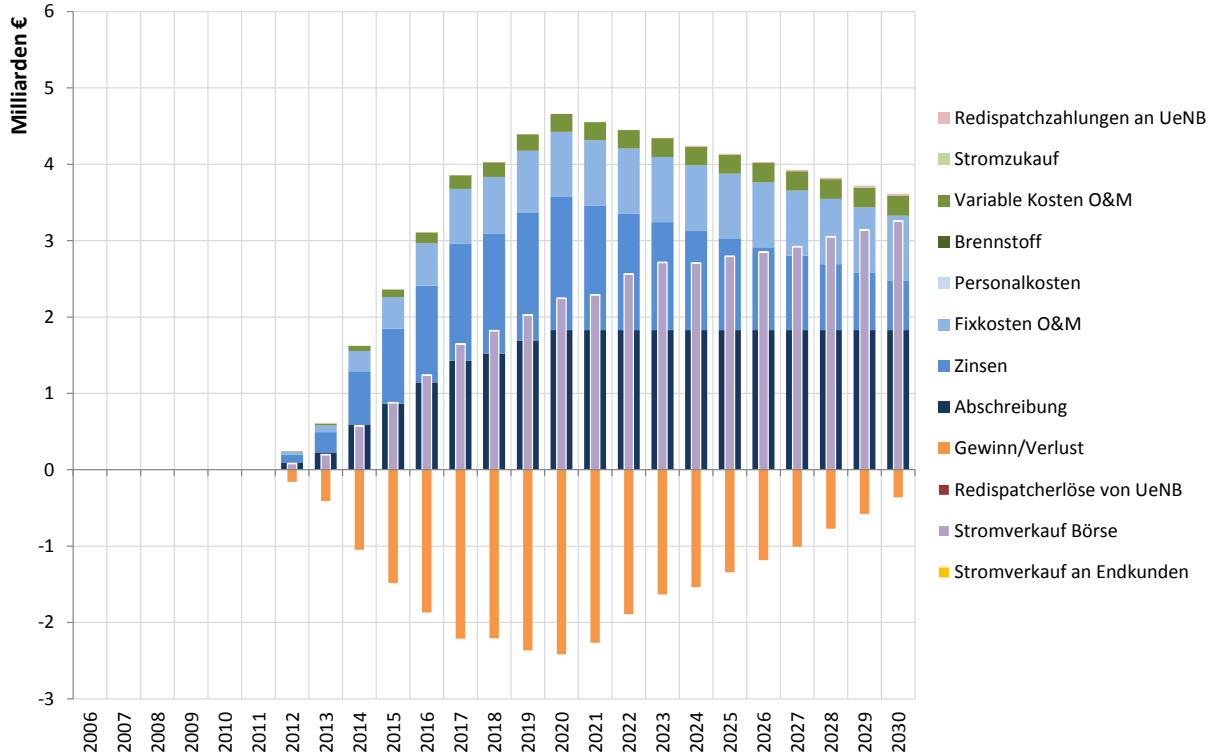


Abbildung 77: „Gewinn- und Verlustrechnung“ der explizit modellierten Windunternehmen im Szenario „Windausbau II“

4.7.4.7 Räumliche Verteilung der Stromgestehungskosten bei ausschließlichem Zubau von Wind und Photovoltaik

Zur Darstellung der Entwicklung der Stromgestehungskosten nach Region werden die einzelnen modellierten Unternehmen ausgewertet. Unter den getroffenen Annahmen ergeben sich unter Berücksichtigung von Lernkurveneffekten, dem modellierten RAV und den Einschränkungen des Stromnetzes die in Abbildung 78 dargestellten Ergebnisse.

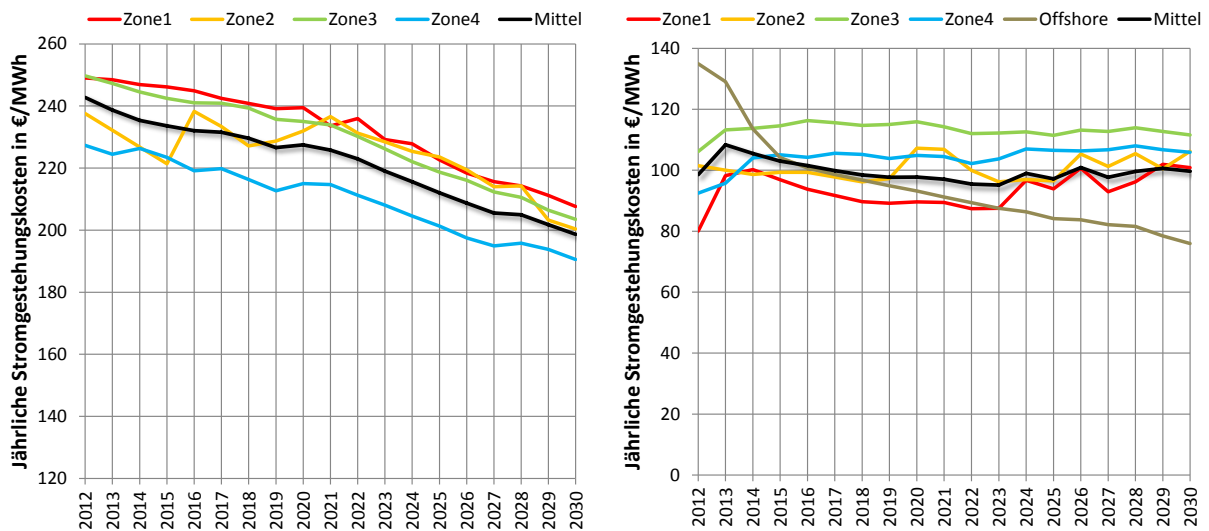


Abbildung 78: Geographische Verteilung der Stromgestehungskosten in Deutschland im Zeitverlauf für ausschließlichen PV-Zubau (links) und für ausschließlichen Windzubau (rechts).

Es zeigt sich, dass die jährlichen Stromgestehungskosten von Photovoltaik annähernd doppelt so hoch sind wie jene der Windkraft. Wie aufgrund der Potentialverteilung bereits zu erwarten war, ist Zone 4, also der Süden Deutschlands, die Region mit den günstigsten Gestehungskosten der PV. Alle anderen Zonen liegen eng beieinander und über dem deutschlandweiten Gesamtwert (Mittel). Norddeutschland schneidet in Bezug auf die jährlichen Gestehungskosten am schlechtesten ab.

Bei Windenergie zeigt die Simulation das genau entgegengesetzte Bild. Zone 1 (Nordwesten) liefert hier die besten Resultate, während Zone 3 (Mitteldeutschland) die höchsten jährlichen Stromgestehungskosten aufweist. Interessant ist, dass der Süden Deutschlands im Vergleich sogar mit einigem Abstand Windenergie günstiger bereitstellen kann. Dies zeigt, dass durch „vernünftige“ Standortwahl im Süden Windenergie zu ähnlichen Kosten genutzt werden kann wie im Nordosten Deutschlands.

Der Verlauf der Gestehungskosten in Zone 1 ist ab 2022 durch einen vergleichsweise starken Aufwärtstrend geprägt, und auch Zone 2 zeigt leichte Tendenzen nach oben. Da auch der Redispatch in diesen Jahren stark ansteigt, liegt der Verdacht nahe, dass hier Netzengpässe einen direkten Einfluss auf die Kosten der Windenergienutzung haben. Aus diesem Grund wird im folgenden Abschnitt 4.7.5 ein weiteres Szenario diskutiert, in dem jene Windkraft-

anlagen, die von hohem negativem Redispatch betroffen sind, nicht zugebaut werden und ein Vergleich der Ergebnisse beider Varianten gezogen wird.

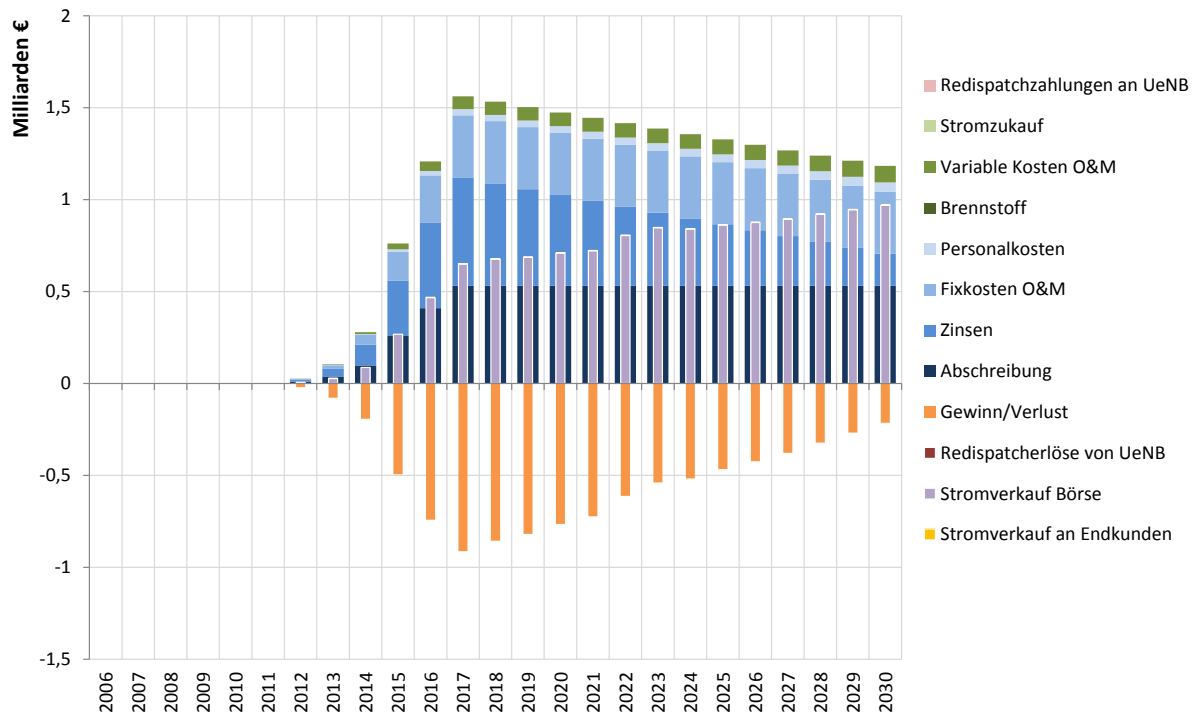


Abbildung 79: Verlauf der Kosten und Erlöse der Offshore-Windenergie im Szenario „Windausbau I“

Ein weiteres interessantes Ergebnis zeigt die Offshore-Windkraft. Durch die Limitierung des Ausbaus auf 6,5 GW sinken die jährlichen Stromgestehungskosten sehr schnell ab. Grund dafür sind die sinkenden Fixkosten (Abbildung 79). Der Verlauf der Kosten für Offshore-Windenergie steigt in den Jahren des Zubaus rasant an, ebenso der notwendige Förderbedarf (in Abbildung 79 als Verlust gekennzeichnet). Dadurch, dass nach Erreichen des Limits von 6,5 GW 2017 kein weiterer Zubau erfolgt, sinkt auch der jährliche Bedarf an Förderungen wieder rasch ab. Trotzdem ergibt sich bis 2030 gemäß Simulation kein wirtschaftlicher Betrieb dieser Anlagen ohne Förderung.

Die regional basierte Untersuchung der jährlichen Stromgestehungskosten gemäß Simulation mit ATLANTIS bestätigt die Vermutung, dass Windnutzung im Norden und PV-Nutzung im Süden zu präferieren ist. Trotzdem kann im Süden durch geeignete Standortwahl Windenergie zu vergleichbaren Kosten wie im Norden genutzt werden.

4.7.5 Wertreduktion der Windkraft durch Redispatch

Zur Feststellung der Auswirkungen des negativen Redispatch auf die Wertigkeit der Windkraftanlagen wurde ein weiteres Szenario simuliert, in dem alle jene WKA *nicht* zugebaut werden, deren durchschnittliche Jahreseinspeisung unter einen gewissen Anteil des RAV liegt. Zur Ermittlung eines vernünftigen Grenzwertes für diesen Anteil wurde der Simu-

lationslauf „Windausbau I“ auf die Verteilung der durchschnittlichen Redispatchmengen hin untersucht. In Abbildung 80 ist dargestellt, wie viel Kapazität der zwischen 2012 und 2030 zusätzlich installierten Windleistung wegfallen würde, wenn nur der Zubau von Anlagen mit einem gewissen Maximalanteil *mittlerer „verlorener Energie“ je Anlage* durch negativen Redispatch zugelassen wird. Die gesamte Betrachtung erfolgt *ohne zusätzlichen Netzausbau*. Als vernünftiges Maß für die Limitierung werden auf Basis dieser Auswertung maximal erlaubte 10 % „verlorene Energie“ angenommen. Damit werden knapp 5.000 GW Windkapazitäten nicht zugebaut, wobei aber die gesamten 6,5 GW Offshore-Windkraft erhalten bleiben (siehe Abbildung 80).

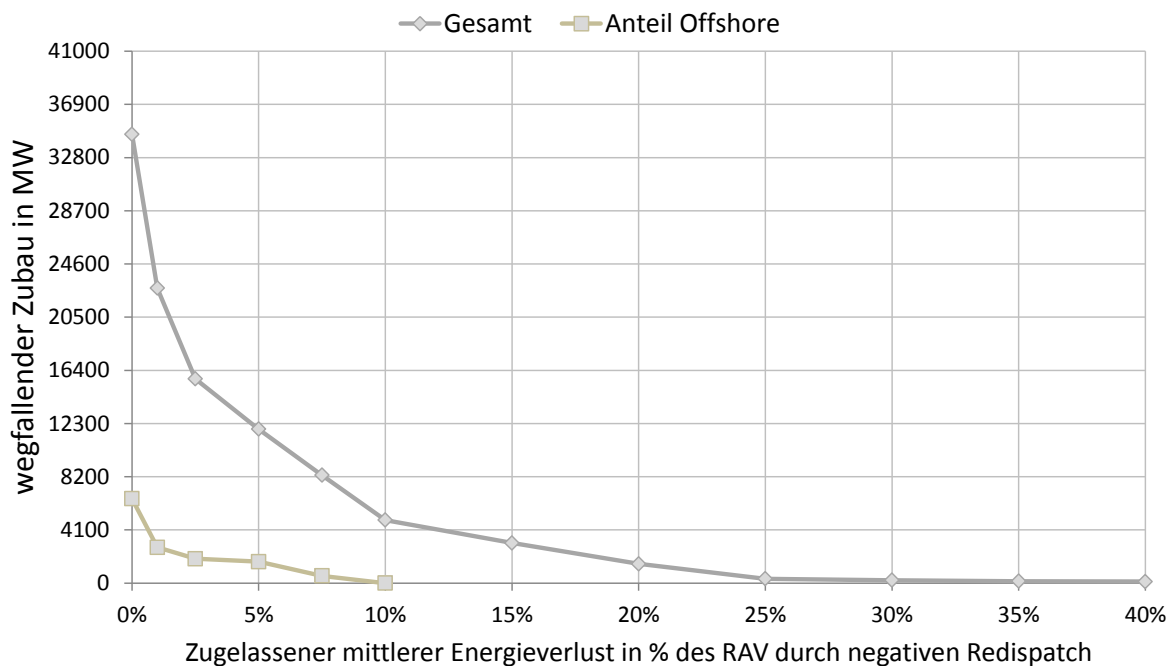


Abbildung 80: Darstellung der wegfallenden Windkapazitäten durch Limitierung des zulässigen Redispatches laut Simulation. Die Ordinate ist auf die knapp 41 GW gesamt zugebauter Windkapazitäten limitiert, somit entspricht eine Gitterlinie 10 % der gesamt zugebauten Leistung der WKA.

Die Simulation zeigt, dass durch den verringerten Zubau der stark von negativem Redispatch betroffenen Windkraftanlagen bis zu 800 Millionen Euro jährliche Fixkosten gespart wird. Dem gegenüber steht eine Erhöhung der variablen Systemkosten von maximal 250 Millionen Euro, wie Abbildung 81 zeigt. In Summe bringt die Reduktion der Anlagen eine Verringerung der Systemkosten (2012-2030) von insgesamt 3,9 Milliarden Euro bei gleichzeitigem Verlust von 45 TWh Windenergie. Vergleicht man die Reduktion der Gesamtsystemkosten mit der durch den fehlenden Ausbau verringerten Energieproduktion, so ist erkennbar, dass die Kostenreduktion überwiegt (Abbildung 82). Setzt man die Größen in Relation, so ergeben sich die in Tabelle 6 zusammengefasste Zahlen.

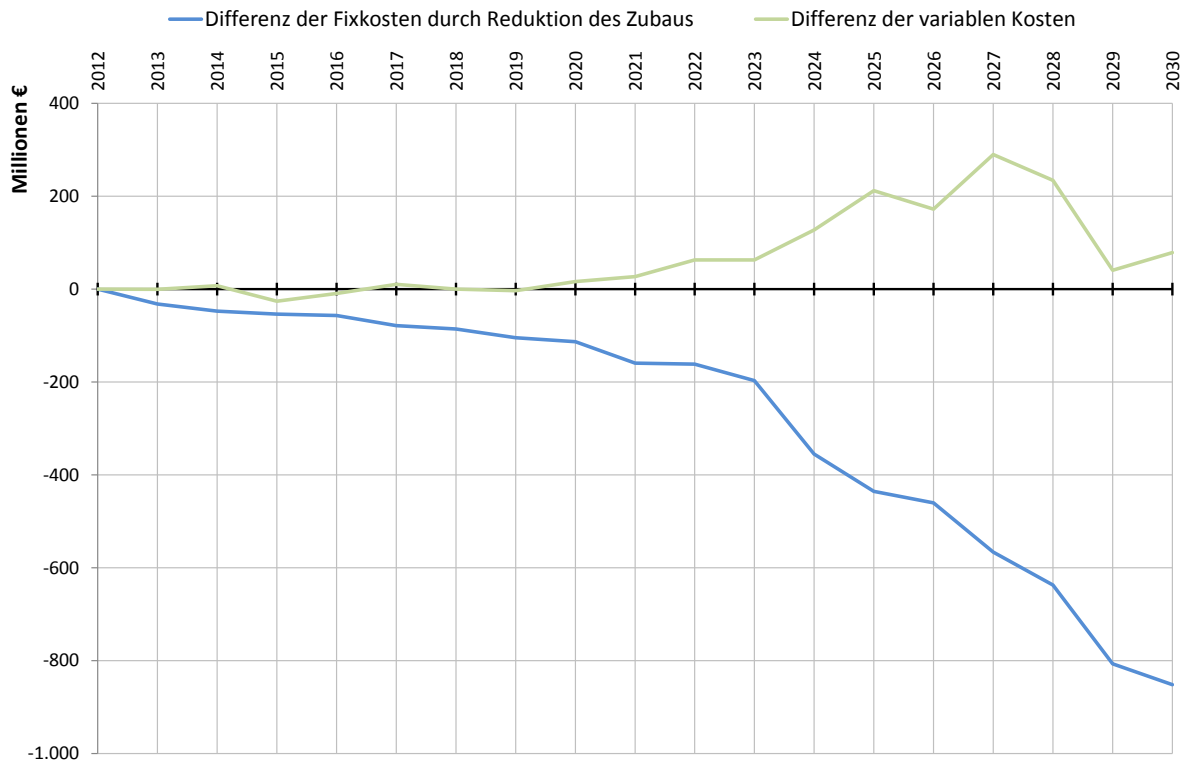


Abbildung 81: Veränderungen der Fixkosten und variablen Kosten im Vergleich zwischen Szenario „Windausbau I“ und dem um 5.000 MW reduzierten Szenario „Windausbau III“

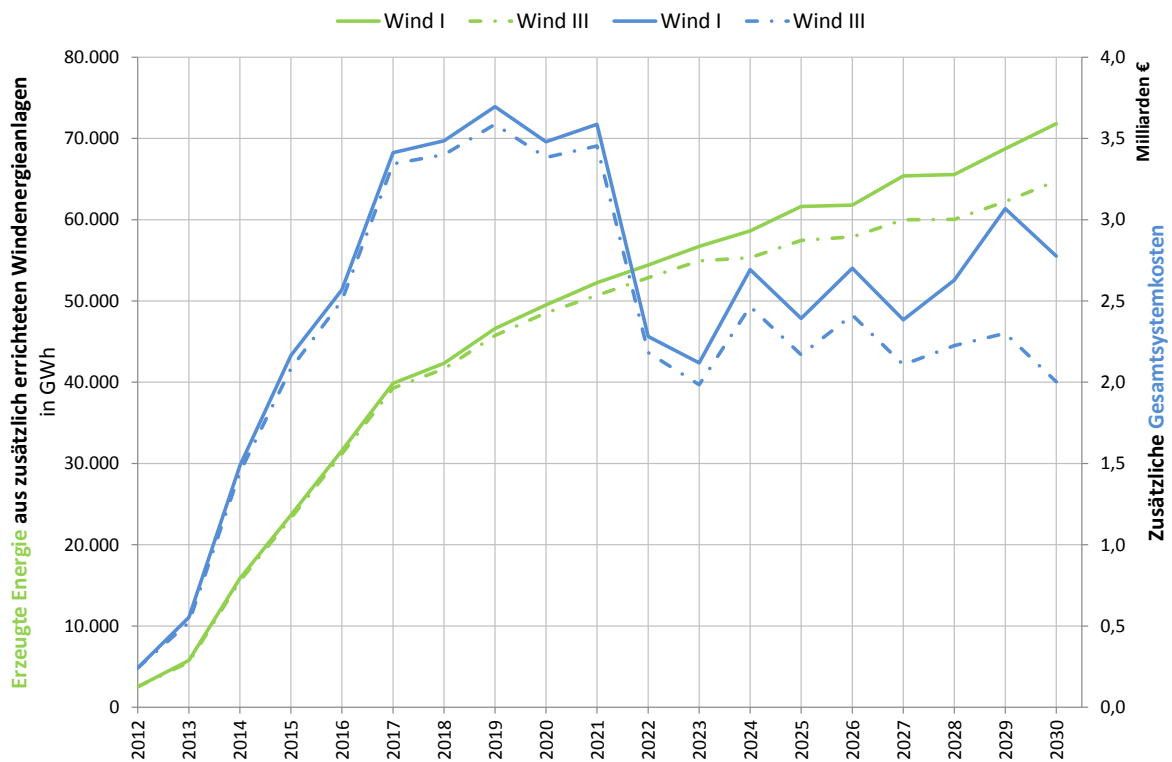


Abbildung 82: Erzeugte Energie aus Szenariowindkraftanlagen in der Gegenüberstellung mit den zusätzlichen Kosten im Vergleich zum Referenzszenario

Tabelle 6: Gegenüberstellung von Erzeugung und Zusatzkosten des Windausbaus I und III

2012-2030	Winderzeugung	Zusatzkosten	Spezifische Kosten
Windausbau I	874.559 GWh	47,48 Mrd. €	54,285 €/MWh
Windausbau III	829.427 GWh	43,57 Mrd. €	52,536 €/MWh

Aus der Simulation ergibt sich, dass der Zubau von Windkraftanlagen an Standorten, die aus Sicht der Netzintegration unvorteilhaft ist, den Wert der Windkraft schmälert. Durch Unterlassen des Zubaus von 5.000 MW der ursprünglich im Szenario vorgesehenen Anlagen, die stark von negativem Redispatch betroffen sind, konnten die zusätzlichen Gesamtsystemkosten je MWh Windenergie im Schnitt um 1,85 €/MWh gesenkt werden. Anders formuliert kosten 45 TWh zusätzliche Winderzeugung gemäß Szenario „Windausbau I“ ca. 3,9 Milliarden Euro.

4.7.6 Verzögerung des Zubaus thermischer Einheiten

Aufgrund des gleichzeitigen Ausbaus von Wind und PV konnte aus den Simulationsergebnissen abgeleitet werden, dass der Zubau einiger konventioneller Erzeugungseinheiten erst später notwendig wird. Diese Aufschiebung der Inbetriebnahme wurde umgesetzt und die Simulation erneut ausgeführt. Dadurch *verschoben* sich die Fixkosten in Richtung der späteren Jahre, während sich die variablen Kosten nur geringfügig verändern.

Von einer Kostenreduktion kann daher nicht gesprochen werden, da die Investitionen zu einem späteren Zeitpunkt getätigt werden müssen. Dadurch können aber die steigenden Kosten durch die Energiewende ein wenig abgedämpft werden. Die Stromgestehungskosten reduzieren sich beispielsweise um etwa einen Prozentpunkt, wie bereits in Abbildung 72 auf Seite 115 gezeigt wurde.

Die Simulation⁵⁷ ergibt in der Zeitspanne von 2015 bis 2030 eine Fixkostenreduktion von rund 3,4 Milliarden Euro und einer im Vergleich dazu vernachlässigbaren Steigerung der variablen Kosten um 50 Millionen Euro, was in Summe *einem Nettonutzen von 3,35 Milliarden Euro* entspricht, der durch das Verzögern des Zubaus neuer thermischer Kraftwerke im Vergleich zum Referenzszenario im betrachteten Zeitraum entsteht.

4.8 Schlussfolgerungen zur Wertigkeit von Wind und PV

In diesem Abschnitt werden die im Laufe von Kapitel 4 gefundenen Erkenntnisse zusammengefasst und daraus die Wertigkeit der beiden Erzeugungstechnologien für das Gesamtsystem abgeleitet. Die Ergebnisse der Berechnungen sind in Tabelle 7 zusammengefasst.

⁵⁷ Zeitpunkt des ersten Auftretens einer möglichen Verschiebung der Inbetriebnahme eines thermischen Kraftwerks

Der direkte Vergleich von Windkraft und Photovoltaik zeigt die sehr unterschiedlichen Charakteristika der beiden Technologien. Während beispielsweise bei stundengenauer Betrachtung die Photovoltaik auf Endkundenebene dem Verbrauch ganz gut folgt, integriert sich bei „grober“ Betrachtung im saisonalen Rahmen die Einspeisecharakteristik der Windkraft besser in das bestehende System. Gemeinsam können sich beide Technologien in Bezug auf die Saisonalität eventuell ergänzen, wobei aber die Charakteristik der PV jener der Wasserkraft stark ähnelt, die im Alpenraum bereits gut ausgebaut ist.

Tabelle 7: Zusammenfassung der Ergebnisse

Parameter	Windkraft	Photovoltaik	Synergieeffekte
Angen. Ausbau MW	41.000	44.000	-
Zeitpunkt Einspeisung (stündlich)	nein	ja	-
Zeitpunkt Einspeisung (saisonal)	ja	nein	ja
CO ₂ -Reduktion (% zu Referenz)	ca. 4-5 %	ca. 3 %	möglich
Redispatch-Bedarf	Hoch (10 %)	Niedrig (2 %)	ja
Reduktion d. Produktionskosten	-11 bis -12 %	-7 bis -8 %	nein
Anstieg der Gestehungskosten	+1 bis +2 %	+8 bis +9 %	ja
Günstigste Region	Zone 1 (Nord)	Zone 4 (Süd)	-

In Bezug auf die Kosten des Ausbaus führt gemäß den Annahmen der Simulation die Windkraft zu einer geringeren Verteuerung. Der Windausbau hebt die durchschnittlichen Gestehungskosten nur um 1-2 % im Vergleich zum simulierten Referenzszenario an. Die Reduktion der Produktionskosten an sich ist bei Windkraft etwas höher aufgrund der höheren Volllaststundenzahl der Anlagen. Da Photovoltaik tendenziell mehr in Hochlastzeiten produziert, ist das Verhältnis zwischen Reduktion der Produktionskosten und erzeugter Energie bei Photovoltaik besser.

In Bezug auf die Netzintegration führt der Ausbau von Photovoltaik unter gleichen Annahmen der Netztopologie zu einem geringeren Einsatz von negativem Redispatch. Dies ist einerseits durch die Produktion in Hochlastzeiten, vor allem aber durch die geographische Schwerpunktsetzung im Süden Deutschlands zu begründen. Im gemeinsamen Ausbau zeigt sich ein leichter Synergieeffekt zugunsten der Windenergie.

Richtet man den Fokus auf das Gesamtsystem Elektrizitätsversorgung, so ergeben die obigen Aspekte eine insgesamt *höhere Wertigkeit* der Windenergie für das bestehende System, begründet durch eine bessere Systemintegration aufgrund der Saisonalität, eines höheren Emissionsreduktionspotentials und geringeren Gestehungskosten des Gesamtsystems unter dem angenommenen Ausbaupfad. Einzig die schlechtere *Netzintegration*, die dadurch notwendigen Netzausbaumaßnahmen und die daran gebundenen Kosten schränken die Wertigkeit der Windkraft im Vergleich zur Photovoltaik ein.

Von einem ausschließlichen oder gegenüber der Windkraft forcierten Ausbau der Photovoltaik im großen Stil kann aufgrund der Ergebnisse aus elektrizitätswirtschaftlicher Sicht in Deutschland abgeraten werden. Bereits im gesamteuropäischen Kontext wird sichtbar, dass aufgrund des deutlich höheren Potentials jeder in Photovoltaik investierte Euro in südli-

cheren Ländern Europas effektiver umgesetzt werden könnte als in Deutschland. Durch den Ausbau von PV im Süden Deutschlands kann eventuell das System gestützt werden, indem Nord-Süd-Lastflüsse kompensiert werden, ein gezielter Einsatz der PV zu diesem Zweck ist allerdings aufgrund der Dargebotsabhängigkeit kaum möglich.

In Bezug auf künftige Förderregimes für Wind und PV kann die Empfehlung abgegeben werden, auf geographische Verhältnisse – nicht nur verfügbares Potential, sondern auch eine effiziente Netzintegration – besser Rücksicht zu nehmen.

Aus den Szenarien „Windausbau II“ und „Photovoltaik-Ausbau II“ kann abgeleitet werden, dass die Geschwindigkeit des Ausbaus beider Technologien einen wesentlichen Einfluss auf die jährlichen Gesamtkosten des Systems hat. Durch das gezielte „Steuern“ des Zubaus mit Hilfe eines Ausbaukorridors für Windkraft im Zuge der EEG-Novelle, die mit August 2014 in Kraft treten soll (BmWE, 2014 S. 3), soll ein weiterer Schritt zur Reduktion der sprunghaft gestiegenen Kosten erreicht werden. Eine ähnliche Begrenzung hat bei PV bereits eine (gesteuerte) Reduktion des Zuwachses neuer Kapazitäten erreicht und wird mit der Novelle weiter eingeschränkt (BmWE, 2014 S. 3).

4.9 Exkurs: Zur Förderung von RES und CO₂-Emissionszertifikaten

Zur Erreichung der Klimaziele der Europäischen Union wurden verschiedene Mechanismen implementiert. Einerseits wird versucht, die Emission von Kohlendioxid als externen Effekt der Stromerzeugung mit Hilfe von Zertifikaten zu internalisieren. Der im Kyoto-Protokoll ratifizierte weltweite Zertifikatehandel wurde in der Europäischen Union unter Inanspruchnahme des „burden sharing“-Mechanismus⁵⁸ mit einem eigenen internen Zertifikatehandel implementiert, dem EU Emissions Trading System (ETS).

Durch die Notwendigkeit eines Zukaufs von Emissionszertifikaten wird die Stromerzeugung aus konventionellen thermischen Kraftwerken, insbesondere von Kohlekraftwerken, um die Zertifikatekosten teurer. Jene Technologien, die keine CO₂-Emissionen im Betrieb aufweisen oder CO₂-neutral produzieren, bekommen durch diese zusätzlichen Grenzkosten der konventionellen Anlagen *einen Vorteil* am Markt, vgl. u.a. (Weber, et al., 2014).

Die angedachte Funktion des Zertifikatehandels kann momentan allerdings nicht beobachtet werden. Der Preis für die Emission von einer Tonne Kohlendioxid-Äquivalent liegt derzeit bei rund 5-7 € (siehe Abbildung 83). McKinsey&Company haben in einer Studie eine Vermeidungskostenkurve für Treibhausgasemissionen u.a. im Energiesektor für Deutschland 2020 ermittelt (Abbildung 84). Aus der Grafik ist erkennbar, dass ein Umstieg auf andere Technologien insbesondere bei den in Deutschland für die Grundversorgung wichtigen

⁵⁸ Die EU muss die vereinbarten Klimaziele nicht je Mitgliedsstaat, sondern als Einheit erfüllen. Dadurch kann die „Last“ (burden) so verteilt werden, dass diejenigen Mitgliedsstaaten, die entsprechende Mittel zur Verfügung haben, ihre Ziele *übererfüllen*. Im Gegenzug können andere Mitgliedsstaaten unter ihren vorgeschriebenen Reduktionszielen bleiben.

Kohlekraftwerken ein dauerhaftes CO₂-Preisniveau von 20 bis 30 €/EUA und höher verlangen würde, um wirtschaftlich rentabel zu sein.

Auf der anderen Seite wird der Zubau von Erzeugungsanlagen mit erneuerbarem Primärenergieträger in den meisten EU-Mitgliedsstaaten *gefördert*. Das bedeutet, dass diese Technologien, die aufgrund der hohen Investitionskosten derzeit noch nicht wirtschaftlich betrieben werden könnten, mit staatlichen Zuschüssen unterstützt werden. Dadurch wird der Zubau angekurbelt, und die Investitionskosten sollen aufgrund von Lerneffekten soweit sinken, bis die Technologie selbst marktfähig ist.

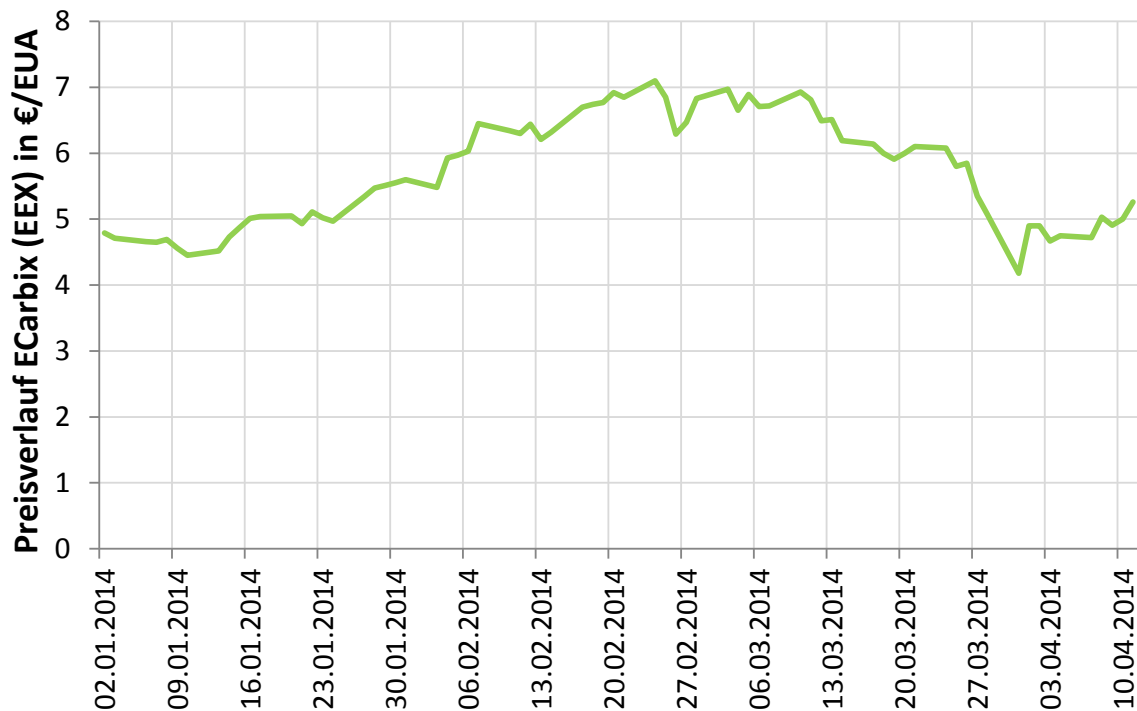


Abbildung 83: Preisverlauf des ECarbix an der EEX im Q1 2014 in Euro pro European Emission Allowance⁵⁹ (EUA). Datenquelle: (EEX, 2014)

Die implementierten Fördersysteme haben besonders in Deutschland ihr Ziel nicht verfehlt, so argumentiert das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie beispielsweise die Novellierung des EEG per August 2014 nicht mit einem Versagen, sondern mit einer (zu) guten Funktion der Fördermechanismen (BmWE, 2014). Allerdings ist durch die Art der Implementierung der Förderungen in Deutschland ein teilweise unkontrollierter Zubau insbesondere von Wind und PV entstanden.

Hinzu kommt, dass Wind, Photovoltaik und Wasserkraft sehr niedrige Grenzkosten aufweisen und beim derzeitigen Marktsystem am vorderen Ende der Angebotskurve aufscheinen. Sie werden also – ungeachtet eines möglichen gesetzlichen Einspeisevorrangs – gemäß Marktergebnis ohnehin vor allen thermischen Einheiten eingesetzt, die zusätzliche Grenzkosten durch den Primärenergieträger aufweisen.

⁵⁹ Der Kauf eines EUA-Zertifikates berechtigt zur Emission von einer Tonne Kohlendioxid-Äquivalent.

Energiesektor: Vermeidungskostenkurve – Deutschland 2020*

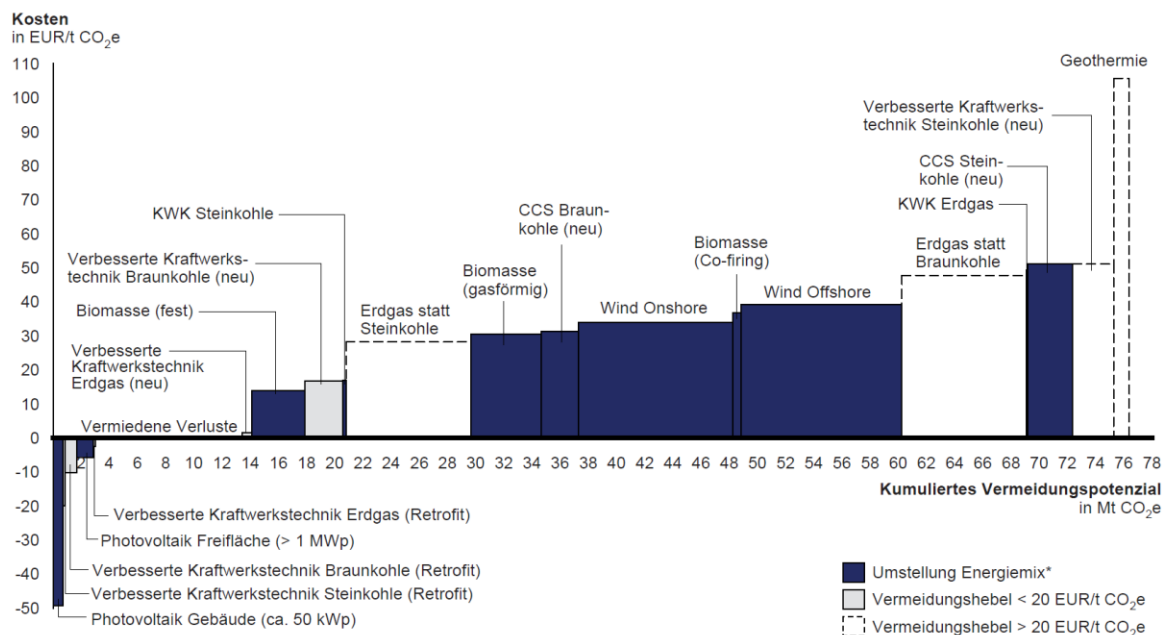
BASISSZENARIO 2008
FÜR 2020ENTSCHEIDER-
PERSPEKTIVE

Abbildung 84: Vermeidungskostenkurve für Treibhausgasemissionen im Energiesektor in Deutschland 2020. Der Kernkraftausstieg sowie Förderungen nach dem EEG (damaliger Stand) sind berücksichtigt. Quelle: (McKinsey, 2009 S. 6)

4.9.1 CO₂-Emissionen in der Merit Order

Die zusätzlichen CO₂-Kosten aus dem Zertifikatehandel und die Förderung der erneuerbaren Energietechnologien mit niedrigen Grenzkosten führen zu einer Verzerrung der Merit Order der Angebotskurve. Im Zuge des Projektes EL.ADAPT (Bachner, et al., 2013) konnten Auswirkungen dieser Verzerrungen beobachtet werden, die allerdings im Zuge des Projektes nicht näher dargestellt wurden.

Die Ausgangslage bildet eine beispielhafte Merit Order des Jahres 2010 für das deutsch-österreichische Marktgebiet. Die Angebotskurve bildet sich aus den Grenzkosten der im Modell ATLANTIS hinterlegten Kraftwerke, sowie der ebenso hinterlegten Brennstoffpreise und Wirkungsgrade. Sie bildet eine *theoretische* Angebotskurve, in der die im Mittel verfügbaren maximalen Leistungen aller Kraftwerke aufgetragen sind. Auch die erneuerbaren Energien sind mit *voller technisch verfügbarer Leistung* aufgetragen, die natürlich in der Praxis auch bei hohem Dargebot selten erreicht wird.

Über diese Angebotskurve werden die spezifischen Emissionen des jeweiligen Kraftwerks aufgetragen, wie in Abbildung 85 dargestellt ist. Man kann sehr gut erkennen, dass die erste Hälfte der Angebotskurve praktisch keine CO₂-Emissionen aufweist. Hier sind die erneuerbaren Energieträger und Kernkraftwerke zu finden. Danach kommen KWK-Anlagen, wobei auf der ersten Stufe (rund 25 €/MWh) noch Biomasseanlagen zu finden sind, die aufgrund

der „CO₂-Neutralität“ des Primärenergieträgers ebenfalls mit 0 t/MWh_{el} spezifischen Emissionen aufgetragen sind.

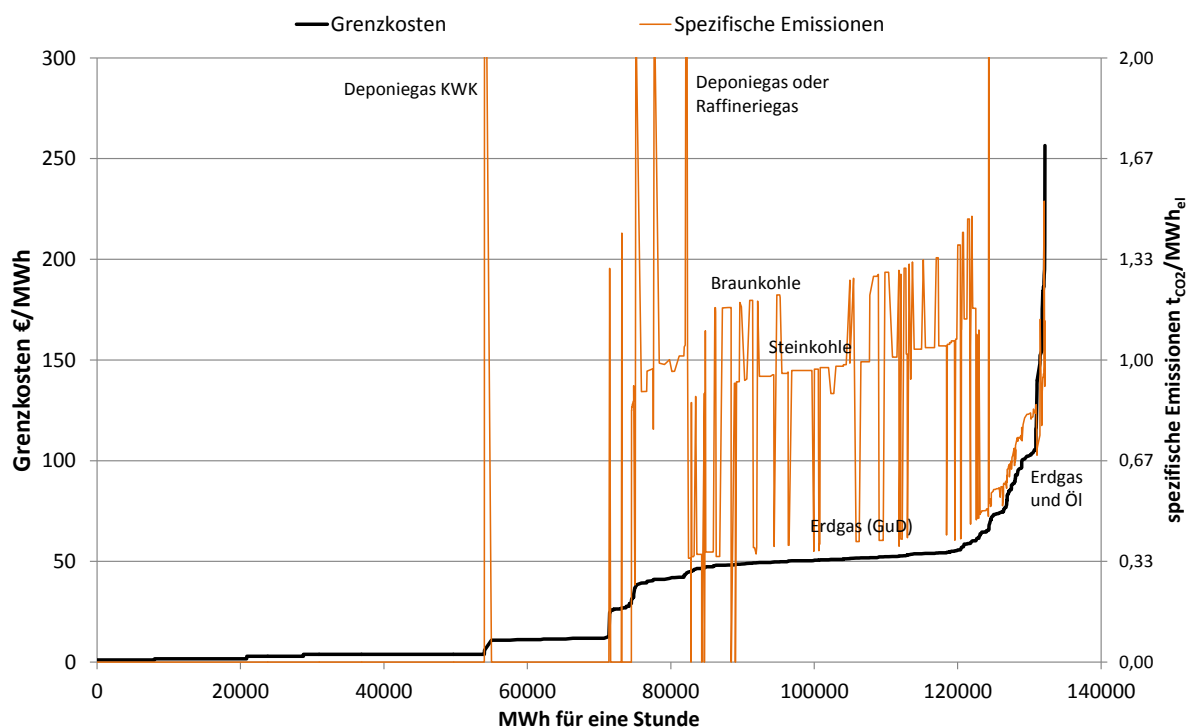


Abbildung 85: Spezifische CO₂-Emissionen aufgetragen über einer mittleren Angebotskurve (maximal verfügbare Leistungen) im Jahr 2010 für das deutsch-österreichische Marktgebiet. (Datenquelle: ATLANTIS)

4.9.2 Gleichzeitiger Einfluss von CO₂-Preis und RES auf die Angebotskurve

Es ist ersichtlich, dass ein höherer CO₂-Zertifikatepreis den hinteren Teil der Merit Order stark beeinflusst und damit die Nichtlinearität der Angebotskurve weiter fördert. Um dies rechnerisch zu zeigen, wurde die Merit Order unter Annahme verschiedener Preise für CO₂-Zertifikate berechnet. Abbildung 86 zeigt die resultierenden Angebotskurven unter Variation des CO₂-Preises. Ein steigender Emissionszertifikatepreis führt also zu einer Steigerung der Nichtlinearität der Merit Order. Weber et al. zeigen in (Weber, et al., 2014), dass die Förderung von erneuerbaren Energien den Emissionszertifikatepreis *senkt*. Dies ist möglich, wenn es für die unterschiedlichen Industriesektoren verschiedene Emissionszertifikate gibt, wie beispielsweise für die Luftfahrt bereits implementiert⁶⁰ ist.

Simulationen im Zuge des Projektes EL.ADAPT (Bachner, et al., 2013), bei denen das Modell ATLANTIS mit einem multisektoralen CGE⁶¹-Modell über mehrere Länder gekoppelt wurde, welches u. A. Brennstoffmärkte und Emissionshandel abbildet und auch die entsprechende Nachfrage anderer Industriesektoren berücksichtigt, zeigten jedoch eine Rückwirkung der Emissionen dieser anderen Sektoren auf die Elektrizitätswirtschaft, indem der „entkarboni-

⁶⁰ An der EEX derzeit ausgesetzt, siehe (EEX, 2014a), abgerufen am 21.4.2014

⁶¹ Computable General Equilibrium, vgl. (Bachner, et al., 2013)

sierte“ Elektrizitätssektor als *Preisnehmer* am Emissionsmarkt agieren muss. Auch eine Substitution emissionsintensiver Primärenergieträger durch Strom konnte bei hohen CO₂-Preisniveaus beobachtet werden, wenn der Strompreis in einem System mit hohem RES-Anteil und entsprechend geringer Nachfrage im Vergleich deutlich günstiger wird. Dadurch steigt die Nachfrage an und kommt in den Bereich hoher Strompreise zurück.

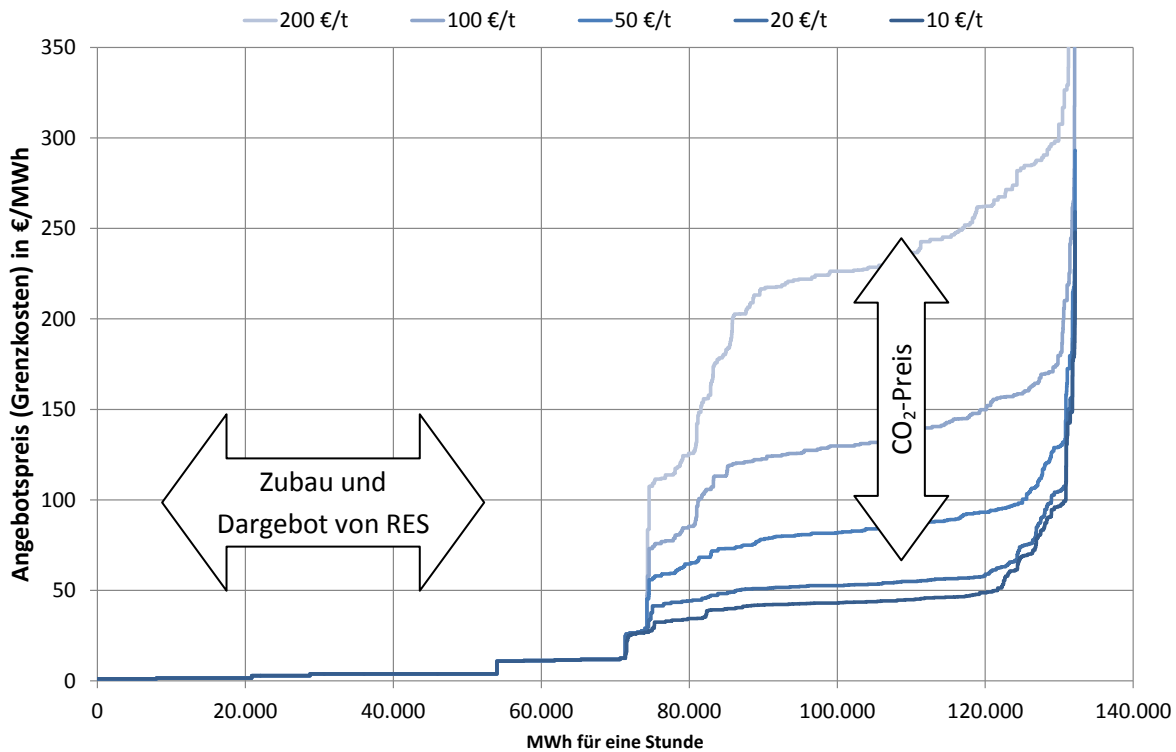


Abbildung 86: Unterschiedliche Angebotskurven bei verschiedenen Niveaus des CO₂-Zertifikatepreises.
Datenquelle: ATLANTIS, eigene Berechnungen

Die durch ein höheres Niveau des Zertifikatepreises geprägte Merit Order führt durch den steilen Anstieg zu starken Rückwirkungen von leichten Verbrauchsschwankungen auf den Strompreis. Erhöht man beispielsweise den Verbrauch sukzessive, so steigt der Strompreis ab einem gewissen Punkt in einem Bereich der Merit Order, in dem bei heutigem Emissionszertifikatepreisniveau eine verhältnismäßig kleine Änderung des Strompreises hervorgerufen wird, bei höheren Zertifikatepreisen plötzlich stark an (Abbildung 87). Dadurch werden eventuell fälschlicherweise Knappheitssignale an die Endkunden weitergegeben, obwohl die konventionellen Kapazitäten noch lange nicht ausgelastet sind.

Bei einer Variation z.B. von 10 GW in der Nachfrage in einem Bereich der Grundlastnachfrage⁶² ergibt sich bei 10 €/t Zertifikatepreis eine Steigerung des resultierenden Marktpreises von etwa 25 €/MWh. Bei 100 €/t erhöht sich die Differenz auf knapp 75 €/MWh, und bei einem Niveau von 200 €/t würde sich eine Preisdifferenz von über 150 €/MWh ergeben.

⁶² Es sei erneut erwähnt, dass in Abbildung 87 die dargebotsabhängigen Energieträger mit *technisch verfügbarer Leistung* ohne Berücksichtigung des aktuellen Dargebots aufgetragen sind.

Die gewählte Variationsbreite von 10 GW kann beispielsweise in kürzester Zeit durch ein verändertes Dargebot an erneuerbaren Energien ausgelöst werden, wenn auch selten (Agora, 2013). Aber auch Veränderungen in der Nachfrage z.B. durch Energieträgersubstitution können auf diese Art hohe Preissignale auslösen, die unter Voraussetzung einer entsprechenden Substitutionselastizität zu einem Hin- und Herpendeln (Schwingen) zwischen Energieträgern führen können, wie im Modellsystem des Projektes EL.ADAPT beobachtet werden konnte.

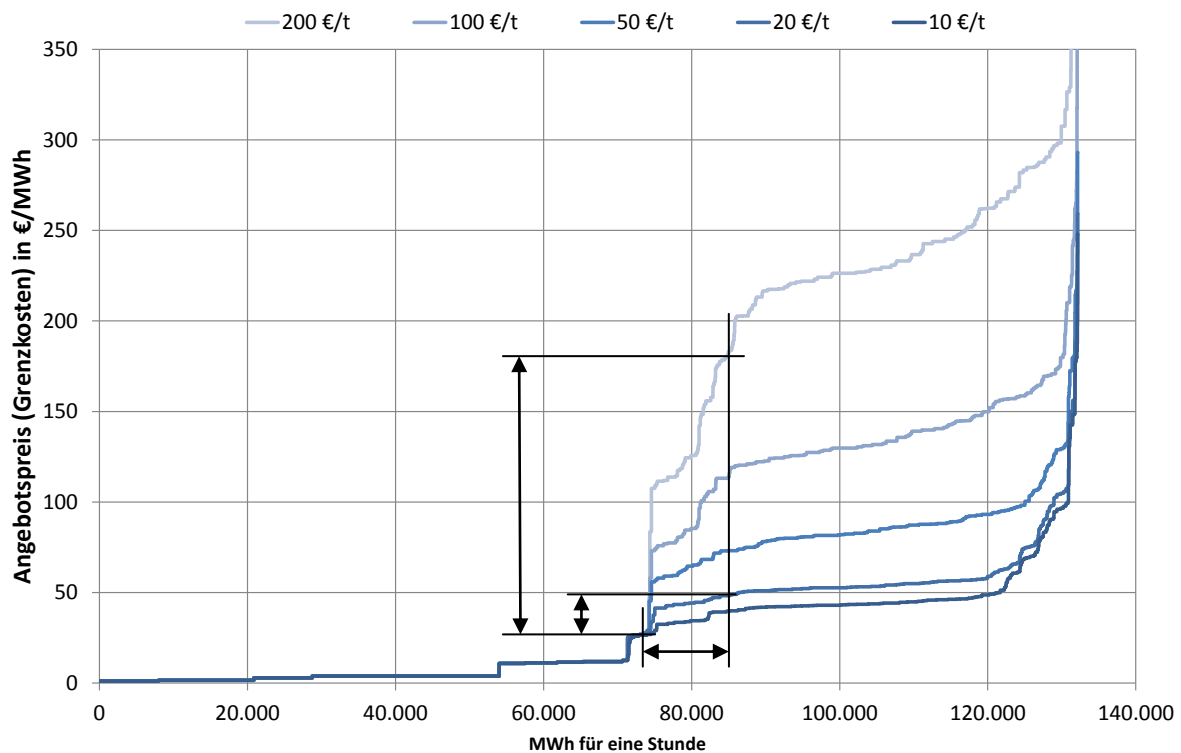


Abbildung 87: Preisvariation bei 10 €/t und 200 €/t CO₂-Zertifikatepreis

Aus den Simulationsergebnissen lässt sich ableiten, dass bei gleichzeitigem Auftreten eines durch Förderungen gestützten hohen Anteils an erneuerbaren Energien und eines hohen CO₂-Zertifikatepreises unter gewissen Umständen ungewollte Wechselwirkungen am Elektrizitätsmarkt auftreten können. Die gleichzeitige Entstehung von hohem RES-Anteil und hohem CO₂-Preis ist dabei den Emissionen aus anderen Industriesektoren zuzuschreiben, was eine einfache Lösung dieses Problems nahe legt: einen getrennten Handel von Emissionszertifikaten für verschiedene emissionsintensive Industriezweige.

Die auftretenden Effekte wurden aber im Zuge des Projektes EL.ADAPT nicht näher untersucht und eine genaue Untersuchung würde auch den Rahmen dieser Arbeit sprengen. Daher wird an dieser Stelle empfohlen, in diese Richtung weiter zu forschen und die beobachteten Effekte tiefer zu untersuchen.

5 Anwendung der Kapitalstocktheorie auf die Elektrizitätswirtschaft

Eine der Besonderheiten der Elektrizitätswirtschaft ist die Eigenschaft, eine *hohe Kapitalintensität* gegenüber anderen Industriezweigen aufzuweisen. Das bedeutet, dass zur Produktion des Gutes „elektrische Energie“ ein vergleichsweise hoher Anteil an Kapitaleinsatz verglichen zum Arbeitseinsatz notwendig ist. Die Kapitalintensität als volkswirtschaftliche Kenngröße wird gemäß Formel (5.1) als Quotient zwischen eingesetztem *Kapitalstock* (Anlagevermögen) und Anzahl der Beschäftigten angegeben, vgl. z.B. (Mankiw, 2000 S. 94).

$$k = \frac{K}{B} \quad (5.1)$$

mit: k Kapitalintensität in €/Beschäftigten
 K Kapitalstock, bestehendes Kapital in €
 B Beschäftigtenzahl

Aus der *Kreuztabelle des Anlagevermögens nach Wirtschaftsbereichen und Anlagearten* sowie der *Tabelle der Beschäftigung nach Geschlecht, Alter und Wirtschaftszweigen* der Europäischen Statistik (eurostat, 2014) lassen sich die in Tabelle 8 zusammengefassten Werte gewinnen und die in (5.1) definierte Kapitalintensität berechnen. Die Höhe der Kapitalintensität des Sektors Energie- und Wasserversorgung liegt etwa um den *Faktor drei* höher als die gesamte Kapitalintensität aller Wirtschaftszweige des jeweiligen Landes zusammen. Dies zeigt den vergleichsweise hohen Einsatz von Kapital in diesem Sektor.

Tabelle 8: Kapitalintensitäten (eigene Berechnung) des Sektors Energie- und Wasserversorgung (NACE 1.1 Sektor E) und Datengrundlage zur Berechnung. Datenquelle: (eurostat, 2014)

Jahr	Österreich			Deutschland		
	Anlage- Vermögen ⁶³ Mio. €	Beschäftigte -	Kapital- Intensität Tsd. €/B.	Anlage- Vermögen Mio. €	Beschäftigte -	Kapital- Intensität Tsd. €/B.
2000	20.479	29.700	690	160.360	306.200	525
2001	20.747	29.000	715	160.070	280.400	571
2002	20.707	33.400	620	157.400	295.500	533
2003	20.968	37.600	558	154.430	302.300	511
2004	21.439	24.800 ⁶⁴	(864)	154.870	297.000	521
2005	22.117	31.300	707	154.970	315.600	491
2006	23.039	31.300	736	156.940	315.600	497
2007	23.624	30.100	785	161.910	333.700	485
2008	24.319	25.600	950	167.460	346.300	484

⁶³ Anlagegüter insgesamt (netto) in Millionen € („jeweilige Preise“)

⁶⁴ Diese Zahl wird von der Eurostat als „wenig zuverlässig“ eingestuft

Als Alternative zur volkswirtschaftlichen Definition der Kapitalintensität wurde auch das Verhältnis des monetären Einsatzes von Kapital und Arbeit als Inputfaktor für die Produktion untersucht, wie in (5.2) dargestellt ist.

$$q = \frac{C}{L} \quad (5.2)$$

mit: q Verhältniszahl, einheitslos
 C Capital, „consumption of fixed capital“ in €
 L Labour, „compensation of employees“ in €

Abbildung 88 zeigt beispielhaft das Verhältnis q von eingesetztem Kapital zu eingesetzten Arbeitskosten von ausgewählten Wirtschaftszweigen in Österreich, dessen Berechnung auf Daten der Input-Output-Tabelle des Jahres 2010 (Statistik Austria, 2014) aufbaut.

Es ist gut erkennbar, dass sich der Sektor „Electricity, gas, steam and air-conditioning“ (RD) von anderen Sektoren abhebt. Koks und Raffinerieprodukte (R19) zeigen einen ähnlich hohen Ausschlag, während der Bausektor (RF), Kunststoffprodukte (R22) aber auch Metall und Metallverarbeitung (R24 + R25) eher dem deutlich niedrigeren Durchschnitt über alle Branchen (R) entsprechen. Vergleicht man den Durchschnitt über alle Wirtschaftszweige mit der Elektrizitätsversorgung, so ergibt sich wiederum annähernd ein Faktor drei.

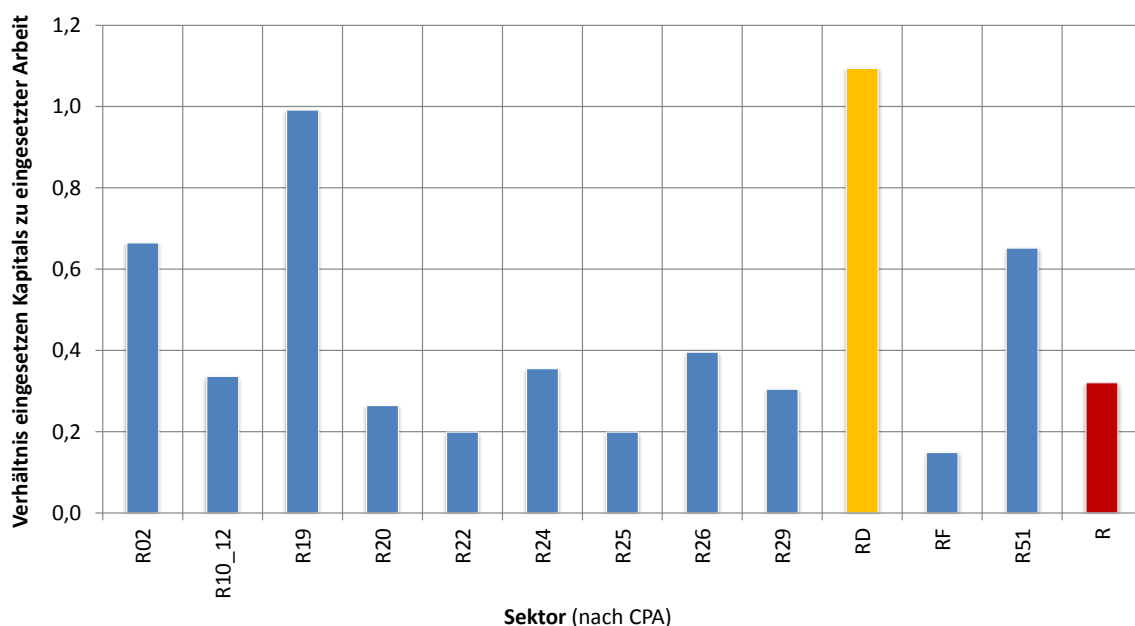


Abbildung 88: Verhältnis (einheitslos) von eingesetztem Kapital (€/a) zu eingesetzter Arbeit (€/a) ausgewählter Produktionssektoren⁶⁵ in Österreich 2010. Datenquelle: (Statistik Austria, 2014)

Das Maß der Kapitalintensität und die Veränderungen des Kapitalstocks sind in der volkswirtschaftlichen Theorie, insbesondere bei der Anwendung des *Solow-Modells* Kennzahlen für die Produktivität und die Konjunktur der Wirtschaft, vgl. (Mankiw, 2000 S. 92-95).

⁶⁵ Eine Tabelle aller verwendeten Sektorbezeichnungen befindet sich im Anhang 8.1.1 auf Seite 159.

Daher ist es von Interesse, die Höhe des Kapitalstocks der Elektrizitätswirtschaft zu ermitteln und dessen Verlauf über die Zeit darzustellen. Ist die Höhe des Kapitalstocks bekannt, lässt sich daraus auch die *Kapitalproduktivität* ableiten. Dabei handelt es sich um theoretische Methoden und Größen aus der volkswirtschaftlichen Theorie, die im Rahmen dieser Arbeit auf einen einzigen Wirtschaftssektor umgelegt werden.

Zur Bestimmung des Kapitalstocks gibt es verschiedene Methoden, die im Kapitel 5.1 kurz dargestellt sind. Weiters unterscheidet man auch verschiedene Arten des Kapitalstocks, auf deren Unterschiede ebenfalls kurz eingegangen wird.

5.1 Arten des Kapitalstocks

Der Begriff „Kapitalstock“ ist ein Überbegriff, der sich in weitere Kapitalstockbegriffe gliedern lässt. Zunächst wird in den finanziellen und nichtfinanziellen Kapitalstock unterschieden (BFS, 2009 S. 3), wobei der Kraftwerkspark in der Elektrizitätswirtschaft dem nichtfinanziellen KS zuzuordnen ist. Die Kraftwerke und deren Ausstattung werden dem Anlagevermögen zugeordnet und sind damit Teil des *materiellen Vermögens*. Dieses nichtfinanzielle Vermögen kann noch weiter unterteilt werden, beispielsweise in reproduzierbares und nichtreproduzierbares Vermögen, Gebrauchs- und Produktivvermögen uvm., siehe Haslinger in (Laser, 2000 S. 197). Der Kapitalstock der Elektrizitätswirtschaft ist somit ein *reproduzierbares Produktivvermögen*.

Tabelle 9: Einteilung des Vermögens nach Haslinger in (Laser, 2000 S. 197)

Vermögen im weitesten Sinn									
Immaterielles Vermögen				Materielles Vermögen (Sachvermögen)					
Sozialpolitisches Vermögen	Arbeitsvermögen (Humankapital)	Forderungen (= Geldvermögen)	Sonst. Vermögenswerte, Rechte	Nichtreproduzierbar	Reproduzierbar				
					Gebrauchsvermögen		Produktivvermögen		
					GV der privaten Haushalte	Militärische Güter d. Staates	Vorratsvermögen	Anlagevermögen	
								Ausrüstungsvermögen	Bauvermögen

Eine wichtige Unterscheidung ist die Trennung von Brutto- und Nettokapitalstock (BKS, NKS). Das Schweizer Bundesamt für Finanzen (BFS) definiert den Bruttokapitalstock als den *Wiederbeschaffungswert* aller Anlagegüter, die in den Produktionsprozess eingehen (BFS, 2009 S. 5). Das BFS bezeichnet diese Bestimmung des BKS als Bewertung „zu konstanten Preisen“ (BFS, 2009 S. 5), wobei sich diese konstanten Preise per Definition der EU auf einen *früheren* (vergangenen) Zeitpunkt beziehen sollen (EU, 2012). Damit unterscheidet sich die volkswirtschaftliche Bewertung des Anlagevermögens wesentlich von der betriebswirtschaftlichen Bewertung auf Basis der historischen Anschaffungswerte.

Während das BFS gleich wie Statistik Austria und DeStatis die „Perpetual Inventory Method“ oder Kumulationsmethode anwendet (BFS, 2009 S. 5ff), ist dies aufgrund der Simulation mit dem Modell ATLANTIS nicht erforderlich. Aus den Simulationsergebnissen lässt sich für jedes Jahr der *aktive Kraftwerkspark* ermitteln, also jene elektrische Leistung pro Kraftwerkstyp, die tatsächlich installiert ist und noch nicht stillgelegt wurde. Über diese Leistung kann mit Hilfe der angenommenen *spezifischen Investitionskosten* der Bruttokapitalstock berechnet werden.

Um die tatsächlich getätigten Investitionen in den Kraftwerkspark darzustellen, kann der BKS auch mit den historischen Anschaffungswerten entsprechend der betriebswirtschaftlichen Bewertung abgeschätzt werden. Es ist zu beachten, dass dadurch natürlich die Baukosten *verschiedener Jahre* verglichen werden. Damit verbunden werden auch gleiche Technologien mit *unterschiedlichem Stand ihrer Entwicklung* unter Berücksichtigung entsprechender Lernkurveneffekte bei der Herstellung verglichen. Diese Art der Bewertung wird entsprechend (BFS, 2009) als Bewertung „*zu laufenden Preisen*“ bezeichnet.

5.1.1 Nettokapitalstock

Der Nettokapitalstock wird aus dem Bruttokapitalstock berechnet, indem die bisher getätigten Abschreibungen subtrahiert werden. Er entspricht also im Wesentlichen dem betriebswirtschaftlichen Restbuchwert.

Der Unterschied zwischen der betriebs- und der volkswirtschaftlichen Sichtweise liegt oft in der Wahl der Methode, mit der die Wertminderung berücksichtigt wird. So ist in der Betriebswirtschaft die lineare Abschreibung durchaus üblich bzw. auch vom Gesetzgeber vorgeschrieben oder empfohlen, die eine konstante Abnutzung unterstellt und bei der die AfA-Beträge gleichmäßig (nominell konstant) auf die angenommene wirtschaftliche Nutzungsdauer aufgeteilt werden.

In der Schweiz hingegen wird beispielsweise die *geometrisch degressive* Abschreibung angewendet (BFS, 2009 S. 13ff). Diese Art der Abschreibung entspricht einer hohen Anfangsentwertung, während der Wertverlust in späteren Jahren vergleichsweise geringer ausfällt. Diese Art der Abschreibung könnte in Bezug auf eine Anwendung bei Kraftwerken unter anderem folgende gedankliche Entwicklungen besser abbilden als die lineare Abschreibung.

- **Abnutzung thermischer Kraftwerke:** neue, effiziente Kraftwerke werden am Beginn ihrer Nutzungsdauer als Grund- oder Mittellastkraftwerke eingesetzt und wandern im Laufe der Zeit durch den Zubau effizienterer Kraftwerke in der Merit Order nach oben. Dadurch ändert sich auch ihr Einsatzzweck: Sie werden als Spitzenlastkraftwerke eingesetzt und die jährlichen Betriebsstunden und daraus folgend der Jahresertrag werden geringer. Dem stellt sich bei einer Betrachtung der mechanischen Abnutzung eine erhöhte Lebensdauererminderung durch häufigeres An- und Abfahren gegenüber, was wiederum gegen die geometrische Abschreibung spricht.

- **Geförderte RES-Anlagen:** Diese Anlagen generieren in den ersten Jahren (in Österreich üblicherweise 13-15 Jahre) bei entsprechender Zuteilung von *geförderten Einspeisetarifen* einen höheren Ertrag gegenüber einer Abgeltung der eingespeisten Energie mit dem Marktpreis. Dementsprechend ist der Ertragswert in den ersten Jahren der Nutzung höher als in den Jahren nach Ablauf der Förderung, es sei denn, der Marktpreis steigt bis zum Ende der Förderung auf dasselbe Niveau oder darüber an.
- **Wertverlust durch technischen Fortschritt:** bei vergleichsweise unausgereiften Technologien, wie beispielsweise der Photovoltaik, kann es innerhalb der ersten Jahre der Nutzung einer Anlage zu Technologiesprüngen oder Preissprüngen durch günstigere Fertigungsbedingungen kommen. Dadurch sinkt der Wert einer bestehenden Anlage *im Vergleich* zu einer (noch nicht realisierten) Neuanlage relativ rasch. Ist die Technologie nach einigen Jahren einigermaßen ausgereift, wird dieser Effekt abgeschwächt.

Die sehr häufig verwendete lineare Abschreibung kann die Wertminderung von Anlagen zur Stromerzeugung gut abbilden, wenn diese einigermaßen konstante Energiemengen Jahr für Jahr produzieren. Ist dies nicht der Fall, oder unterliegt der Wert eines Kraftwerkes starken externen Einflüssen, so ist eine nichtlineare Form der Abschreibung möglicherweise besser geeignet.

Neben der geometrisch degressiven Abschreibung ist auch eine arithmetisch degressive Abschreibung möglich. Der Unterschied liegt darin, dass bei der geometrischen Abschreibung ein konstanter *Prozentsatz des Restwertes* abgeschrieben wird, während bei der arithmetisch degressiven Abschreibung die jährliche Abschreibungsquote um einen konstanten Betrag verringert wird, vgl. (Lechner, et al., 2003 S. 153ff).

Weitere Abschreibungsmethoden sind die progressive Abschreibung, bei der sich der jährliche Betrag der Abschreibung über die Laufzeit erhöht, sowie die beanspruchungsbezogene Abschreibung (Lechner, et al., 2003). Sie bieten weitere Alternativen bei der Abschreibung von Kraftwerken, werden aber in dieser Arbeit nicht weiter verfolgt.

5.2 Untersuchung des Kapitalstocks mit ATLANTIS

Das Modell ATLANTIS bietet die Möglichkeit einer umfassenden Kraftwerksdatenbank, in der ein Großteil aller Erzeugungseinheiten in Europa mit Inbetriebnahmejahr abgebildet ist. Mit dieser Datenbank als Grundlage können einfache Auswertungen zum Thema Kapitalstock in der Elektrizitätswirtschaft vorgenommen werden.

In diesem Kapitel wird der Verlauf des Kapitalstocks nach verschiedenen Bewertungsmethoden dargestellt, wobei insbesondere der Unterschied zwischen der betriebswirtschaftlichen und der volkswirtschaftlichen Betrachtungsweise des Anlagevermögens herausgearbeitet wird. Der bei der volkswirtschaftlichen Methodik der Kapitalstockbewertung

verwendete Wiederbeschaffungswert bezieht sich im konkreten Anwendungsfall auf einen bestimmten Zeitpunkt („Methode zu konstanten Preisen“), welcher bei den folgenden Untersuchungen mit ATLANTIS aufgrund des definierten Modell-Startjahres auf das Jahr 2006 festgelegt wird.

Weiters wird in diesem Abschnitt die volkswirtschaftliche Kennzahl der „Kapitalproduktivität“ auf den Sektor Elektrizitätswirtschaft umgelegt um zu berechnen, wie groß die durchschnittlich produzierte Energiemenge je eingesetztem Euro Kapitalstock in den unterschiedlichen Szenarien ist.

5.2.1 Vergleich zwischen betriebswirtschaftlicher und volkswirtschaftlicher Bewertung des Kapitalstocks der Elektrizitätswirtschaft

Der Vergleich zwischen der betriebswirtschaftlichen und volkswirtschaftlichen Methode des Anlagevermögens (Kapitalstocks) erfolgt mit ATLANTIS einerseits durch die Berechnung des historischen Anschaffungswertes (= betriebswirtschaftlicher Brutto-KS) und des Restbuchwertes (= betriebswirtschaftlicher Netto-KS). Diese Berechnungsschritte erfolgen bereits im integrierten Unternehmensmodell. Andererseits erfolgt die volkswirtschaftliche Bewertung auf Basis der Investitionskosten 2006, entsprechend der Methode der „konstanten Preise“. Die installierte Bruttoleistung wird jährlich mit diesen Investitionskosten bewertet, woraus sich der volkswirtschaftliche Bruttokapitalstock ergibt.

Damit eine bessere Vergleichbarkeit gegeben ist, wird auch der Kapitalstock entsprechend dem deutschen Vorbild linear abgeschrieben (Schmalwasser, et al., 2012 S. 935). Dabei werden die Abschreibungszeiträume entgegen der statistischen Vorgehensweise gleich den betriebswirtschaftlich gewählten Dauern gewählt – diese sind ohnehin genäherte Durchschnittswerte, da eine detaillierte Abschreibung der einzelnen Komponenten einer Kraftwerksanlage einen zu hohen Detailliertheitsgrad für das Modell ATLANTIS darstellen würde.

In Abbildung 89 ist der Vergleich der Kapitalstockverläufe über die Zeit im Referenzszenario dargestellt. Es ist ersichtlich, dass gemäß volkswirtschaftlicher Bewertung mit konstanten Preisen ein konstanter Kraftwerkspark auch einem konstanten Kapitalstock entspricht und Zu- und Abgänge nur durch nicht wiedererrichtete oder neue Kapazitäten entstehen. Damit sind Veränderungen im tatsächlichen Kraftwerksbestand gut zu erkennen, allerdings werden Preissteigerungen keine Rechnung getragen, so wie dies im betriebswirtschaftlichen Falle geschieht.

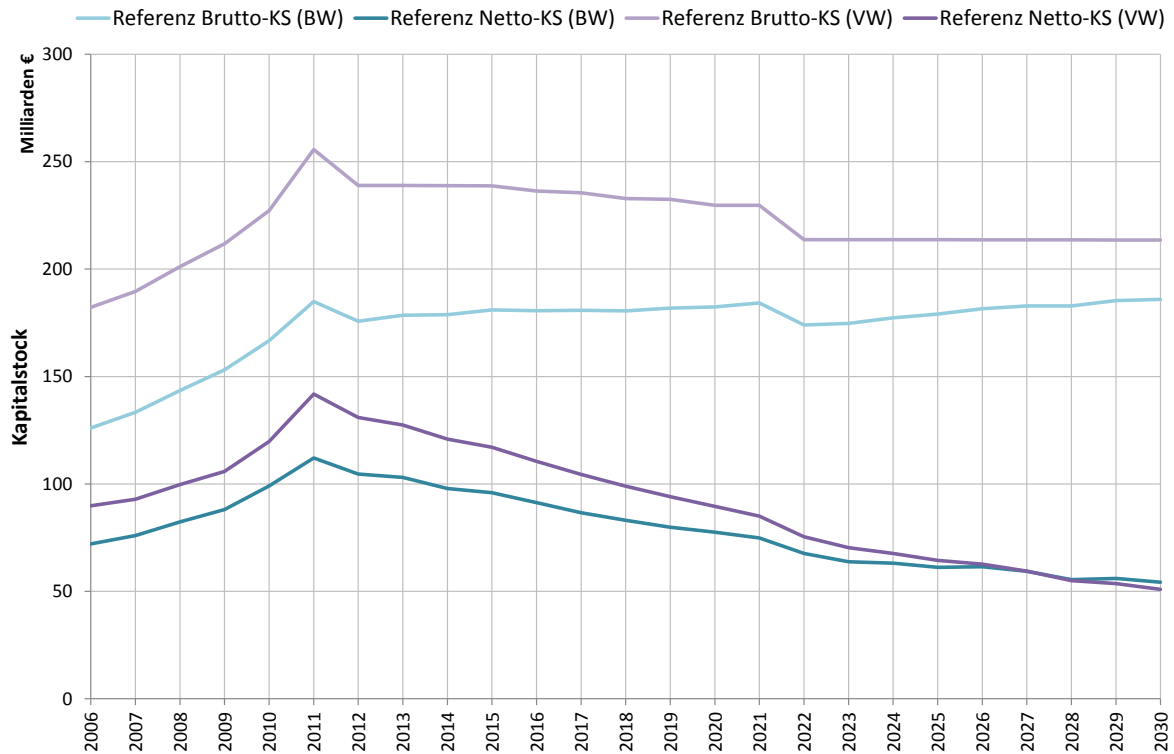


Abbildung 89: Verlauf von Brutto- und Nettokapitalstock der deutschen Elektrizitätswirtschaft im Referenzszenario nach betriebswirtschaftlicher (BW) und volkswirtschaftlicher Bewertung (VW)

Weiters ergibt der Vergleich, dass der volkswirtschaftliche Kapitalstock bewertet mit spezifischen Investitionskosten 2006 insbesondere in den ersten Jahren deutlich höher ausfällt als das betriebswirtschaftliche Anlagevermögen, welches alte Kraftwerke mit nominell deutlich niedrigeren historischen Anschaffungswerten ausweist.

5.2.2 Verlauf des Kapitalstocks in den simulierten Szenarien

Je nach zugebauter Technologie in den einzelnen Szenarien „Windausbau I“, „PV-Ausbau I“ und „Gemeinsamer Ausbau“ verändert sich der Kapitalstock entsprechend der notwendigen Investitionen. Den Verlauf dieser Änderungen zeigt Abbildung 90. Aufgrund der niedrigeren spezifischen Investitionskosten ist der Kapitalstockverlauf bei Windausbau deutlich niedriger als bei PV-Ausbau. Der gemeinsame Zubau muss exakt der Summe der beiden Differenzen zum Referenzszenario entsprechen.

Die Bewertung zu konstanten Preisen 2006 ist gegenüber der Photovoltaik als *unfair* zu betrachten, da die Lernkurveneffekte der Technologie erst später zum Tragen kamen. Den Einfluss der Lernkurven auf die Bewertung des Anlagevermögens zeigt Abbildung 91. Es ist ersichtlich, dass die Spanne zwischen Wind und PV bei betriebswirtschaftlicher Betrachtung – diese rechnet zukünftige Anschaffungskosten *mit* Lernkurveneffekten – deutlich geringer ausfällt als bei der Berechnung des volkswirtschaftlichen Kapitalstocks.

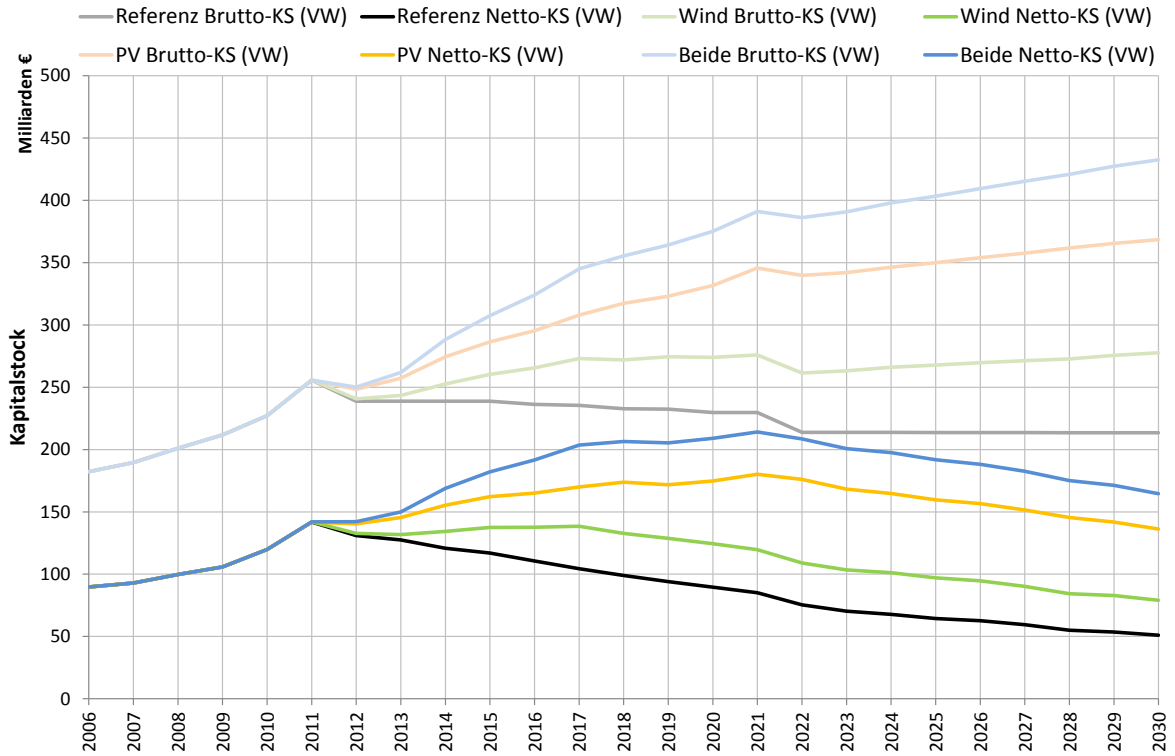


Abbildung 90: Verlauf der Kapitalstockveränderung nach simuliertem Szenario

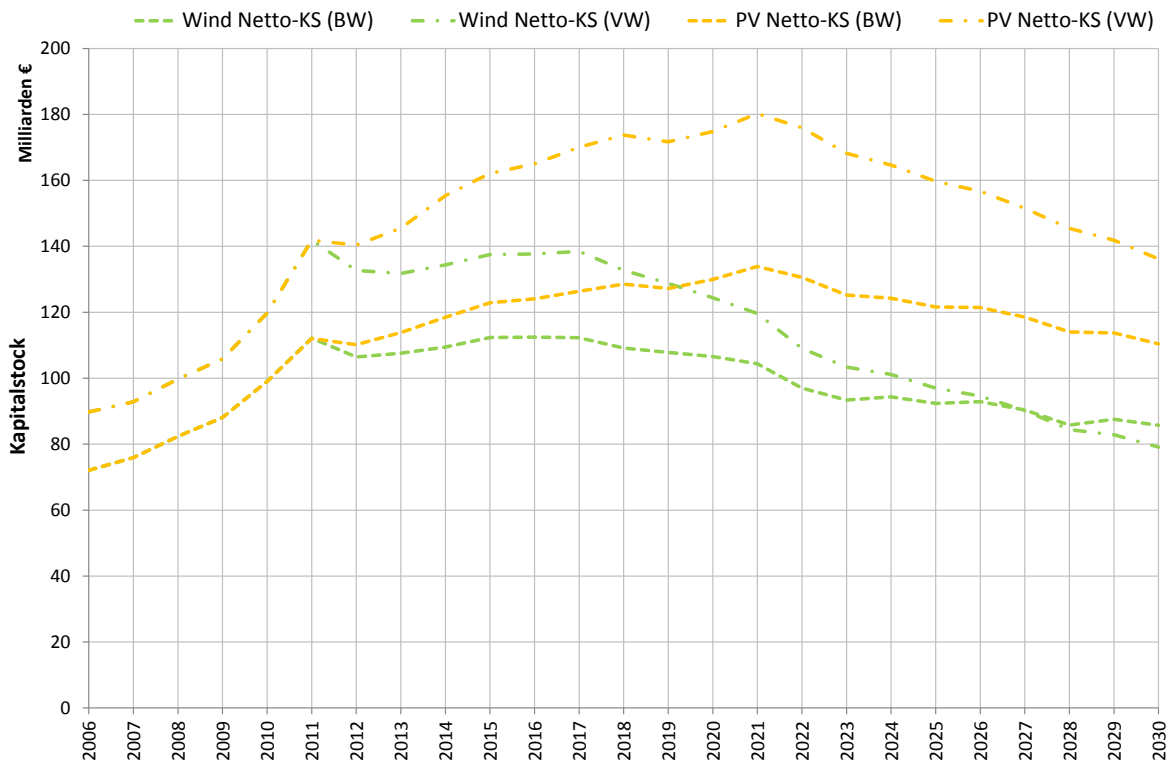


Abbildung 91: Unterschied zwischen betriebswirtschaftlicher und volkswirtschaftlicher Bewertung unter Einfluss von Lernkurveneffekten

Für diesen speziellen Anwendungsfall ist es also ratsam, laufende Kosten zu berücksichtigen, um Lernkurveneffekte bei der Bewertung mit einbeziehen zu können. In Deutschland wurde allgemein die Bewertung zu konstanten Preisen bei der Revision 2011 durch Jahresdurchschnittspreise abgelöst (Schmalwasser, et al., 2012 S. 936).

5.2.3 Ermittlung der Kapitalproduktivität der Elektrizitätswirtschaft

Nachdem die Elektrizitätswirtschaft – wie gezeigt wurde – eine sehr kapitalintensive Branche ist, soll eine Bewertung der Produktivität eher auf das eingesetzte Kapital als auf die eingesetzte Arbeit bezogen werden⁶⁶. Analog zur Arbeitsproduktivität, vgl. (Mankiw, 2000 S. 93) oder (Burda, et al., 2001 S. 55ff), kann die Kapitalproduktivität als Bewertungsmaß für den erzielten Output pro eingesetzter Einheit an Kapitalstock definiert werden. Für eine gesamte Volkswirtschaft bildet sie sich aus BIP und Kapitalstock, während für den Sektor Elektrizitätswirtschaft in dieser Arbeit auf eine *physikalische Größe* – die erzeugte Energie – zurückgegriffen wird (5.3).

$$pr_K = \frac{Y}{K} \quad (5.3)$$

mit: pr_K Kapitalproduktivität in kWh/€
 K Kapitalstock, bestehendes Kapital in €
 Y Output, z.B. das BIP im Falle einer Volkswirtschaft; hier die erzeugte Energie in kWh

Die Kapitalproduktivität wird jeweils für Wind, PV und gemeinsamen Ausbau beider Technologien aus den Simulationsergebnissen bestimmt und mit dem Referenzszenario gegenübergestellt.

Aufgrund der unterschiedlichen Bewertungsmethoden für den Kapitalstock, die in diesem Abschnitt gezeigt wurden, stellt sich die Frage nach der geeigneten Wahl für die Berechnung der Kapitalproduktivität. Wählt man einen Nettokapitalstock, so steigt die Kapitalproduktivität im Referenzszenario an (Abbildung 92). Dies ist darauf zurückzuführen, dass der Kraftwerkspark konstant gehalten wird und die Abschreibungen größer sind als die zu tätigen Investitionen, während die Energieerzeugung (Output in physikalischen Größen) konstant bzw. sogar leicht steigend ist.

⁶⁶ Vielmehr ergibt der Bezug auf die eingesetzte Arbeit für die Elektrizitätswirtschaft keinen Sinn: die eingesetzte Arbeit wird ja nicht durch manuelle Tätigkeiten direkt in Output umgesetzt, sondern dient überwiegend zur Überwachung und Erhaltung der Produktionsmittel und der Administration.

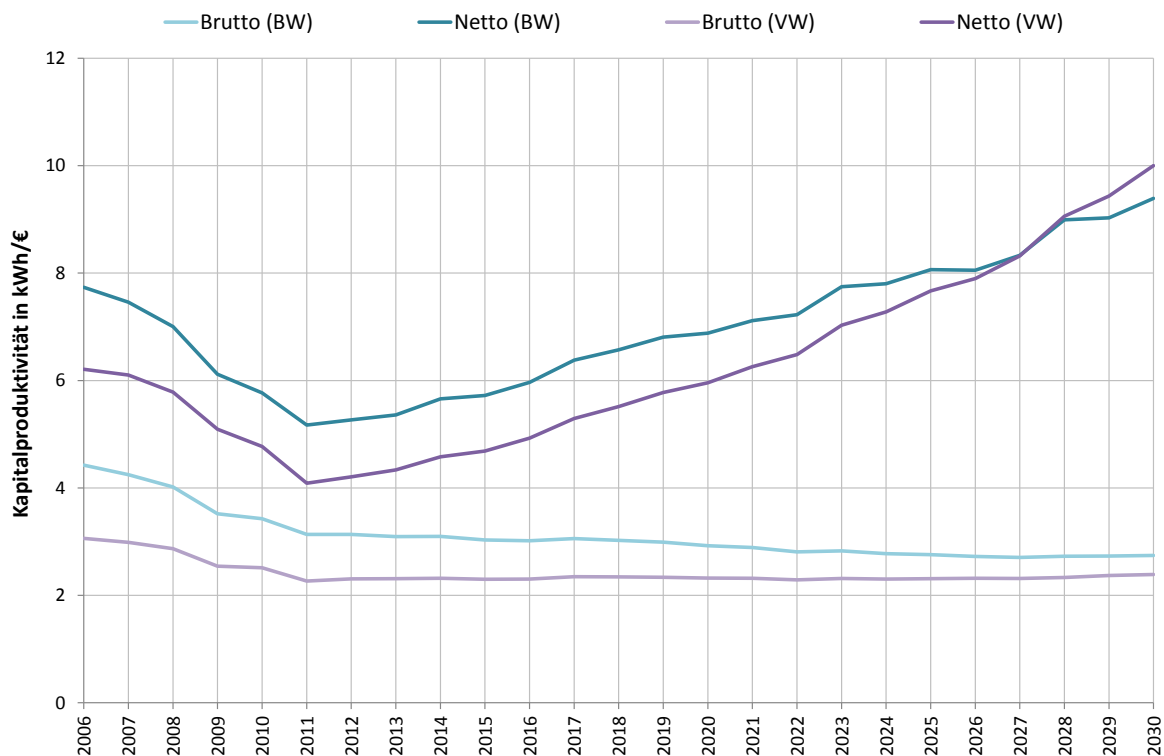


Abbildung 92: Kapitalproduktivität im Referenzszenario nach unterschiedlicher Bewertungsmethode

Die Kapitalproduktivität auf Basis des Bruttokapitalstocks bleibt ab 2011 annähernd konstant (VW) bzw. sinkt leicht (BW). Auf Basis der volkswirtschaftlichen Bewertung kann beobachtet werden, dass der sukzessive Abbau der Überkapazitäten eine leichte Steigerung der Kapitalproduktivität erzielt (2015-2019). Auch die Außerbetriebnahme der Kernkraftwerke 2022 führt zu einem leichten Produktivitätsanstieg, der brutto aber kaum bemerkbar ist. Das kann dadurch erklärt werden, dass Kernkraft hohe Investitionskosten aufweist und daher negativ zur Kapitalproduktivität beiträgt. Im konkreten Fall ist auch noch keine vollständige Abschreibung erfolgt, daher ist die Reduktion der Energie durch Abschalten der Kernkraftwerke im Vergleich geringer als der wegfallende Kapitalstock.

Da alle gezeigten Bewertungsmethoden für sich richtig sind, konzentrieren sich die folgenden Abbildungen nicht auf eine Methode, sondern werden zwei unterschiedliche Bewertungskonzepte dargestellt. Abbildung 93 zeigt die Entwicklung der Kapitalproduktivität berechnet aus dem Bruttokapitalstock nach volkswirtschaftlicher Methodik. Diese zeigt die Auswirkungen der Kapazitätsveränderungen ohne Berücksichtigung von Abschreibung und Preisveränderungen. Zum Vergleich sind die Auswertungen auf Basis des Nettokapitalstocks nach betriebswirtschaftlicher Methode in Abbildung 94 dargestellt, die sowohl Abschreibungen als auch Preisveränderungen beinhaltet.

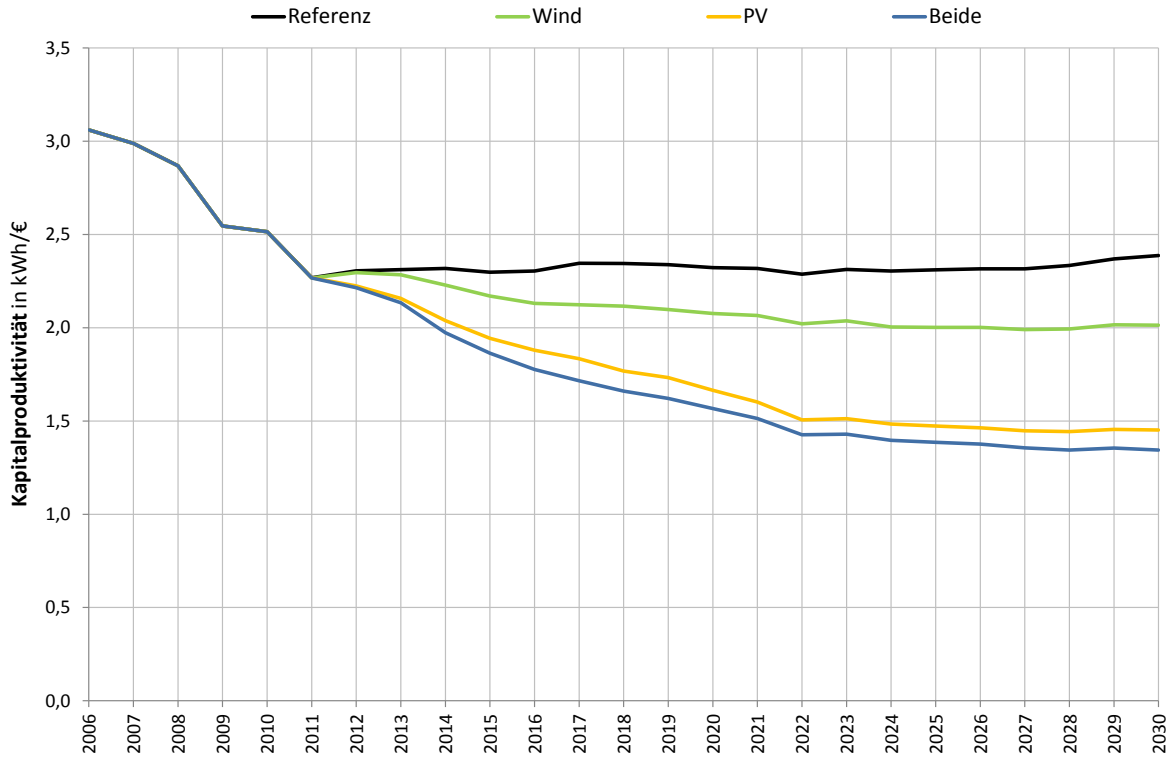


Abbildung 93: Verlauf der Kapitalproduktivität auf Basis des Bruttokapitalstocks (VW) in den unterschiedlichen Szenarien

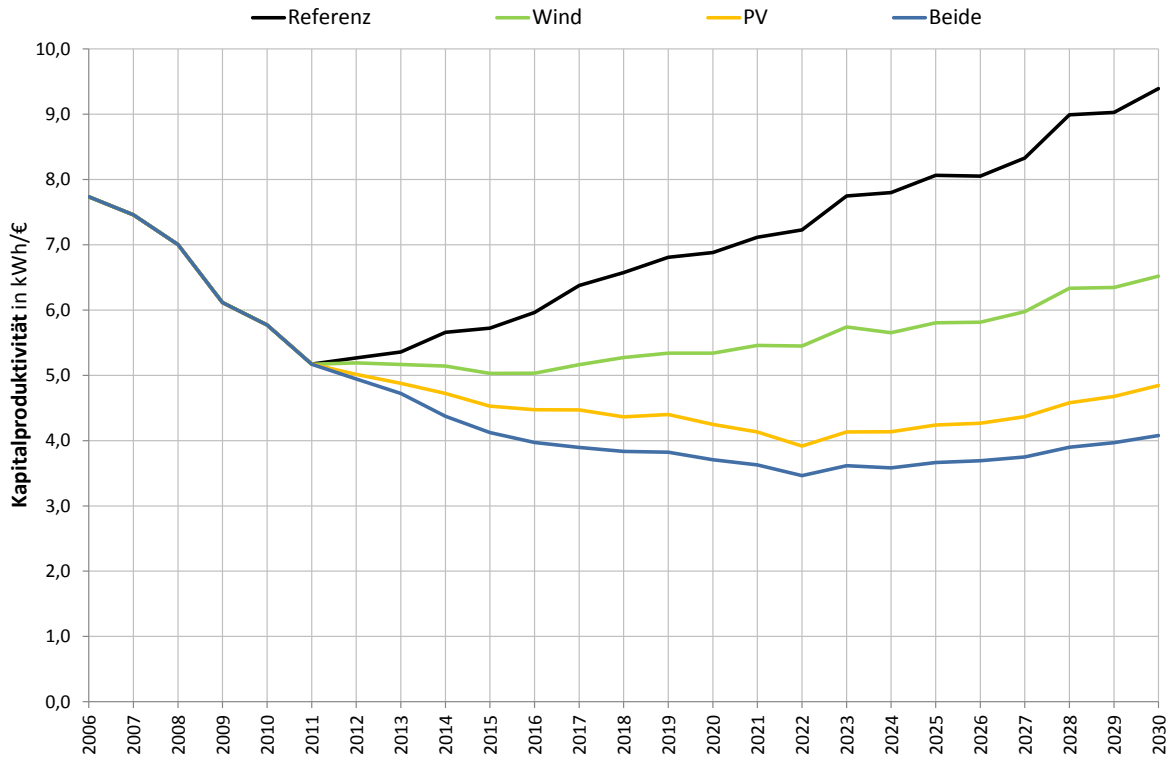


Abbildung 94: Verlauf der Kapitalproduktivität auf Basis des Nettokapitalstocks (BW) in den unterschiedlichen Szenarien

5.3 Fazit der Kapitalstockbetrachtung

Die Anwendung volks- und betriebswirtschaftlicher Bewertungsmethoden des Anlagevermögens in Bezug auf den künftigen Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland im Ausmaß des Szenariorahmens NEP 2012 zeigen, dass je nach gewählter Methode unterschiedliche Aussagen getroffen werden können. Dabei kommt es darauf an, welche Einflüsse berücksichtigt werden sollen oder nicht.

Die volkswirtschaftliche Bewertung zu „konstanten Preisen“ eignet sich zur Untersuchung von zu- und abgehendem Kapital ohne die Berücksichtigung von Preisveränderungen. Sollen diese mit berücksichtigt werden, so sind „laufende Preise“ zu verwenden. Der betriebswirtschaftliche Ansatz berücksichtigt laufende Veränderungen, allerdings immer nur zum Zeitpunkt der Errichtung (historische Anschaffungswerte).

Die Auswertung nach Technologie zeigt, dass ein Ausbau von Photovoltaik den Kapitalstock deutlich mehr erhöht, also höhere Investitionen notwendig sind. Dies bedeutet jedoch nicht zwangsläufig eine proportionale Steigerung des Outputs in Form der Stromerzeugung, sondern aufgrund der Dargebotsabhängigkeit steigt dieser sogar weniger im Vergleich zum Windausbau.

Die Periode 2006-2011 bildet die tatsächliche Entwicklung des deutschen Elektrizitätssystems ab. Es ist ersichtlich, dass in diesem Zeitraum die Kapitalproduktivität am stärksten abnimmt – ein Effekt der „Energiewende“. Das Referenzszenario, das ein „Festhalten“ bzw. Optimieren des Kraftwerksparks von 2011 abbildet, zeigt bei der Brutto-Kapitalproduktivität ein konstantes Verhalten. Bemessen nach dem betriebswirtschaftlichen Nettoanlagevermögen ist im Referenzszenario ein Erreichen des Ausgangswertes (2006) der Kapitalproduktivität bis 2023 beobachtbar. Einfach gesagt, ist bis dahin die Energiewende bis 2011 „abgeschrieben“. Generell ist unter den angenommenen Szenariopfaden eine Dämpfung der sinkenden Kapitalproduktivität erkennbar.

Die Simulationsergebnisse zeigen, dass die negativen Kosteneffekte der Energiewende – abhängig vom angenommenen Ausbaupfad – in Zukunft nominell zurückgehen. Die besten Ergebnisse zeigt die Windkraft, bei der netto eine „Erholung“ des Systems ab 2017 festgestellt werden kann. Photovoltaik und gemeinsamer Ausbau liegen knapp beieinander, daher ist auch auf Basis der Simulationsergebnisse zur Kapitalstocktheorie von einem reinen oder überwiegenden PV-Ausbau in Deutschland generell abzuraten.

6 Bewertung von Spitzenlastkraftwerken

Wie bereits in der Einleitung dieser Arbeit erwähnt wurde, stellen Spitzenlastkraftwerke (SLKW) in Bezug auf die Wertbetrachtung eine Besonderheit dar. Diese Kraftwerke sind meist alte Einheiten, die nicht als SLKW gebaut wurden, sondern im Laufe der Zeit zu solchen *geworden* sind. Sie sind daher eher älteren Typs und weisen daher sehr geringe Fixkosten auf, sofern sie schon vollständig abgeschrieben und abbezahlt sind.

Laut *Buchwert* sind SLKW daher nur noch den Erinnerungseuro wert. Für das System sind Spitzenlastkraftwerke allerdings sehr wertvoll, denn sie bieten in kritischen Hochlastzeiten eine Kapazitätsreserve, auf die zurückgegriffen werden kann. Dieser Abschnitt beschäftigt sich mit einer Variante der *Wertbestimmung* solcher Spitzenlasteinheiten unter Zuhilfenahme des Simulationsmodells ATLANTIS.

6.1 Die Lebensabschnitte eines thermischen Kraftwerks

Die Nutzungsdauern von Kraftwerken – insbesondere von Wasserkraftwerken, aber auch von thermischen Einheiten – sind verglichen mit anderen Produktionsstätten sehr hoch. Viele Kraftwerke im deutsch-österreichischen Marktgebiet sind über 40 Jahre alt. Am Beispiel Deutschland ist in Abbildung 95 die Altersstruktur der Kraftwerke aus der Simulation des Referenzszenarios schematisch dargestellt.

Die Abbildung zeigt, dass im Jahr 2030 technisch betrachtet noch gut die Hälfte jener Kraftwerke am Netz sein wird, die zwischen 1980 und 1990 in Betrieb gingen. Sofern es sich bei diesen Kraftwerken um thermische Einheiten handelt und sich am Marktsystem nicht grundlegend etwas ändert, werden sie verschiedene Abschnitte durchleben, in denen sich ihr Einsatzgebiet und auch die Einsatzdauern verändern werden. In den ersten Betriebsjahren ist das Kraftwerk neu und entspricht üblicherweise den modernsten technischen Standards. Es kann daher elektrische Energie *effizienter* erzeugen als die Konkurrenzkraftwerke am Markt. Bei gleichen Beschaffungskosten für den Primärenergieträger kann es daher auch günstiger anbieten, kommt dementsprechend eher in den Markt und wird öfter und länger abgerufen. Unter optimalen Bedingungen⁶⁷ wird das thermische Kraftwerk in dieser Zeit am stärksten eingesetzt und erreicht die höchsten Volllaststunden. Es arbeitet als *Grundlastkraftwerk* oder *Mittellastkraftwerk*, je nach Art und Preis des Brennstoffes.

Im Zuge seiner Lebensdauer wird der Wirkungsgrad des Kraftwerkes absolut und auch im Vergleich zu neueren Kraftwerken immer schlechter. Die neueren Einheiten können daher wiederum billiger anbieten und das etwas ältere Kraftwerk wird seltener eingesetzt. Es entwickelt sich vom *Grundlastkraftwerk* zum *Mittellastkraftwerk* oder von diesem tendenziell zu einem *Spitzenlastkraftwerk*.

⁶⁷ Aktuelle Entwicklungen im Elektrizitätssystem zeigen, dass diese Bedingungen durch externe Einflüsse, z.B. die Energiepolitik betreffend – Atomausstieg, Ausbau der Erneuerbaren, sinkende Marktpreise – oft kurz nach der Investition nicht mehr vorherrschen und daher auch neue Kraftwerke geringere Einsatzstunden fahren.

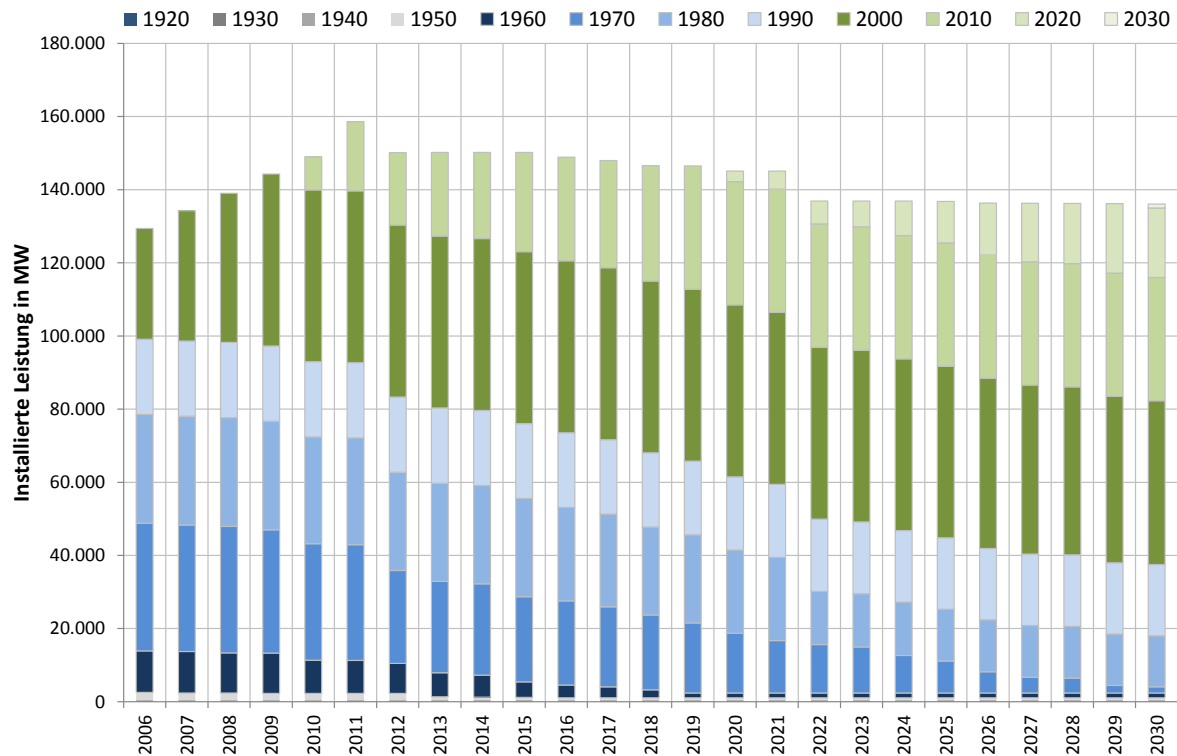


Abbildung 95: Auswertung der Altersstruktur des deutschen Kraftwerksparks im Zeitverlauf aus der ATLANTIS-Simulation des Referenzszenarios

Erreicht das Kraftwerk ein gewisses höheres Alter, kann es nur mehr in den Stunden der stärksten Nachfrage an elektrischer Energie (bzw. Leistung) in den Markt gelangen. Das Kraftwerk ist endgültig zum *Spitzenlastkraftwerk* geworden. Der Vorteil dieser Einheiten liegt darin, dass sie meist vollständig abgeschrieben sind und daher die Fixkosten der Erhaltung nur mehr sehr gering sind. Es muss daher auch nicht mehr so häufig eingesetzt werden, um trotzdem noch einigermaßen rentabel betrieben werden zu können (Abbildung 96).

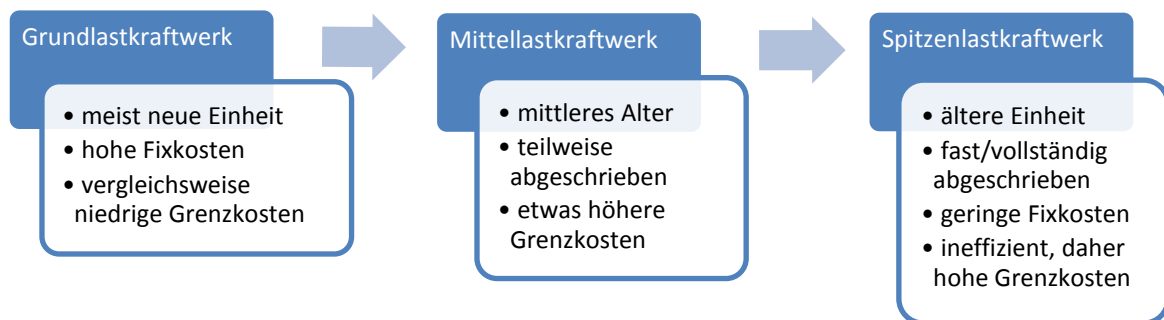


Abbildung 96: Einsatzgebiete thermischer Kraftwerke und deren Eigenschaften im Zeitverlauf

6.2 Die Zukunft konventioneller Erzeugung

Die vorangehend beschriebenen Lebensphasen eines Kraftwerkes entsprechen der historischen Entwicklung. Die Energiewende hat insbesondere durch den starken Ausbau von

Wind und PV bereits heute einen starken Einfluss auf die Fahrweise der konventionellen Erzeugung. Um den neuen Gegebenheiten gerecht zu werden, müssen thermische Kraftwerke zukünftig nach anderen Gesichtspunkten betrieben werden als in der Vergangenheit.

Thermische Kraftwerke übernehmen im Elektrizitätssystem die Bereitstellung verschiedener Dienstleistungen. Neben der klassischen Energielieferung stellen die Bereitstellung gesicherter Leistung in kritischen Zeitpunkten – die im allgemeinen von der Nachfrage bestimmt sind – sowie das Bereitstellen von technischen Eigenschaften zur Stabilisierung des Systems⁶⁸ eine wichtige Rolle dar. Durch den Ausbau der erneuerbaren Energieträger verändern sich nicht nur die Einsatzzeiten der konventionellen thermischen Kraftwerke bei der Energieerzeugung, sondern auch die Häufigkeiten und Intensitäten der Abrufe anderer Dienstleistungen wie beispielsweise der Regelleistungsbereitstellung. (Schüle, 2013 S. 3)

Die zunehmende Flexibilisierung des Betriebs von thermischen Anlagen führt zu einer Minderung der Lebensdauer jener Komponenten, die heute im Einsatz sind. Zwar können Neubauten in diese Richtung hin optimiert werden, für bestehende Kraftwerke ist jedoch zu hinterfragen, ob sich eine Investition dahingehend überhaupt rechnet. Angesichts der Tatsache, dass beispielsweise in Deutschland zunehmend thermische Kraftwerke für die Stilllegung bzw. Einmottung angemeldet werden, die noch vor dem Ende ihrer technischen Lebensdauer stehen, und auch nach Aussage der Kraftwerksbetreiber selbst steht jedoch die Lebensdauerproblematik nicht im Vordergrund. Ziel sei es gemäß den Betreibern sogar, dass thermische Einheiten nur mehr 15 Jahre Betriebszeit aufweisen sollen und am Ende dieser Dauer so wenig technische Lebensdauer-Reststunden aufweisen wie möglich⁶⁹.

Der Trend bei neuen thermischen Anlagen zeigt daher offensichtlich in Richtung gezielte Spitzenlastabdeckung und Bereitstellung gesicherter Leistung. Das erfordert auch die Investition in neue SLKW, was bedeutet, dass in Zukunft nicht mehr alle konventionellen Kraftwerke die beschriebenen Lebensphasen durchlaufen werden.

6.3 Bisherige Studien zu Bewertungsmethoden von SLKW

Der betriebswirtschaftliche Wert der Spitzenlastkraftwerke (Buchwert) ist oft nicht mehr vorhanden, wenn diese – wie vorangehend beschrieben – alte Anlagen und schon vollständig abgeschrieben sind. In der Literatur wird diesen Kraftwerken oft weniger Bedeutung geschenkt, obwohl diese für einen sicheren Systembetrieb noch eine wichtige Rolle spielen können.

Die Methode der Realoptionen, die bereits in Kapitel 4.1.1 zur Bewertung von Investitionszeitpunkten von RES aus der Literatur vorgestellt wurde, kann auch zur Bewertung der *Flexibilität* der Spitzenlasteinheiten herangezogen werden, wie Frayer und Uludere anhand konkreter Beispiele zeigen (Frayer, et al., 2001). Dabei bezieht sich die Studie aber nicht auf

⁶⁸ Beispielsweise rotierende Massen, Lieferung von Blindleistung bzw. Kurzschlussleistung und Reservehaltung

⁶⁹ Mündliches Zitat Dr. Volker Schüle (Schüle, 2013)

alte, sondern auf *neu errichtete* Kraftwerke, deren Funktion auf eine reine Spitzenlastabdeckung abzielt. Als Vorteil des verfolgten Ansatzes wird die Möglichkeit genannt, volatile Preise besser berücksichtigen zu können als gewöhnliche Marktmodelle (Fraye, et al., 2001 S. 47).

Das Ergebnis dieser Studie ist eine „*willingness to pay*“ für ein risikoneutrales Elektrizitätsunternehmen, wenn es um den Kauf eines der beiden verglichenen Kraftwerke geht. Das Gaskraftwerk schneidet besser ab, wobei aus den Ergebnissen heraus der Vorteil eher aus den geringeren fixen Betriebskosten heraus entsteht, vgl. (Fraye, et al., 2001 S. 49). Die Nachfrage nach flexiblen Kraftwerkseinheiten wächst zwar, mit dem Hintergrund der derzeitigen Strompreisentwicklung am Großhandelsmarkt ist jedoch fraglich, ob die Studie heute zu denselben Ergebnissen führen würde.

Ähnliche Studien wie diese bewerten auch den wirtschaftlichen Wert des Assets bei Verkauf oder im Betrieb für ein einzelnes Unternehmen, nicht aber den Wert der Einheit für das Gesamtsystem.

6.4 Methodische Vorgehensweise

Zur Ermittlung des Wertes von SLKW mit Hilfe des Modells ATLANTIS wird vom Referenzszenario mit konstanter Erzeugungskapazität in Deutschland ausgegangen (Kapitel 2.7.1 auf Seite 36). Der Ansatz zur Bewertung der Spitzenlastkraftwerke erfolgt wiederum über die Ermittlung der Opportunitätskosten, wenn das SLKW am Ende seiner Lebensdauer nicht durch ein neues ersetzt wird, sondern länger am Netz bleibt und der Neubau dementsprechend später erfolgt.

Für eine erste Auswahl der als Spitzenlastkraftwerke in Frage kommenden Einheiten werden alle erdgas- und ölbefeuerten Kraftwerkstypen herangezogen, die ab 2012 auf Grund von technischem Lebensdauerende *außer Betrieb* gehen. Es wird untersucht, wie diese ausgewählten Kraftwerke ausgelastet werden, indem die Anzahl der Volllaststunden (VLS) gemäß Marktmodell und nach Redispatch aus der Simulation des Referenzszenarios ausgewertet werden. Da unter den gewählten Kraftwerkstypen auch Einheiten mit Kraft-Wärme-Kopplung zu finden sind, reicht die Bandbreite von 0 bis 7.500 Volllaststunden. Je nach Einsatz und Auslastung ergeben sich insgesamt vier verschiedene Fälle (Abbildung 97).

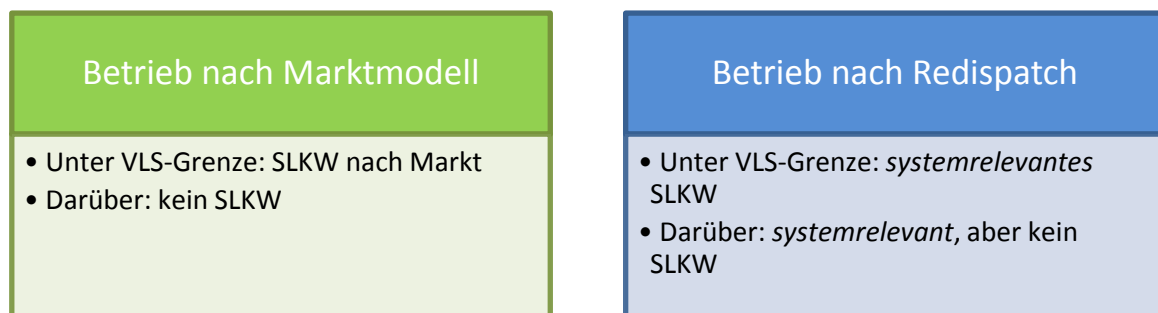


Abbildung 97: Unterscheidung der Einheiten aus dem Referenzszenario nach Einsatz und Auslastung

Eine Verlängerung der Kraftwerke mit KWK ergibt wirtschaftlich keinen Sinn, da diese so hohe Einsatzzeiten aufweisen, dass die Wirkungsgradsteigerung durch Refurbishment oder Neubau die dadurch steigenden Fixkosten in jedem Fall übersteigen sollte.

Daher werden in der folgenden Untersuchung nur jene vorausgewählten Kraftwerke betrachtet, die entweder nach Marktmodell oder nach Redispatch eingesetzt werden, aber *unter* einer gewissen Volllaststundengrenze bleiben. Es wird untersucht, welche Kostenreduktion erzielt werden kann, wenn der Betrieb dieser SLKW *um ein Jahr* über die im Modell angenommene maximale technische Nutzungsdauer verlängert wird. Dabei wird unterstellt, dass *keine technischen Maßnahmen* – und damit keine zusätzlichen Kosten – notwendig sind, um den Betrieb für die verlängerte Zeitspanne zu gewährleisten.

6.4.1 Bestimmung der Volllaststundengrenze

Die Einführung einer Volllaststundengrenze zeigt sich nach einer ersten Testsimulation als sinnvoll, da die Verlängerung der Nutzungsdauer *aller* vorausgewählten Einheiten um ein Jahr gemäß Modell nicht zu einer Kostenreduktion, sondern zu einer Verteuerung führt. Dies ist logisch, da die alten Einheiten einen schlechteren Wirkungsgrad erreichen und damit höhere Betriebskosten aufweisen. Überwiegen die höheren Betriebskosten im Vergleich zu den Fixkosten des neuen Kraftwerks, so ist die sofortige Investition in das neue Kraftwerk sinnvoller als die Verlängerung des alten.

Tabelle 10: Annahmen zur Abschätzung der Volllaststundengrenze

Gasturbinenkraftwerk		Gas-Dampf-Kombikraftwerk	
Investitionskosten	200 €/kW	Investitionskosten	400 €/kW
Wirkungsgrad (alt)	30 %	Wirkungsgrad (alt)	50 %
Wirkungsgrad (neu)	35 %	Wirkungsgrad (neu)	60 %
Abschreibedauer	25 Jahre	Abschreibedauer	30 Jahre
Zinsen			6 %
Brennstoffpreis			€/MWh _{th} , wird variiert
Fixe und variable Wartungskosten			Vernachlässigt

Um eine sinnvolle Grenze zu finden, wurde für ein Gasturbinenkraftwerk (GT) und ein Gas-Dampf-Kombikraftwerk (GuD) unter typischen Bedingungen jeweils eine Abschätzung durchgeführt. Die Annahmen dazu sind in Tabelle 10 dargestellt.

Die regelmäßigen Wartungskosten werden in der Betrachtung vernachlässigt, da sich diese für alte und neue Einheiten etwa in derselben Größenordnung befinden und bei der Differenzbildung herausfallen. Die Auswertung wird für verschiedene Brennstoffpreise durchgeführt, um die Unsicherheit von Preissteigerungen zu berücksichtigen. Die Annahme von 50 €/MWh_{th} entspricht etwa einer Verwendung von Heizöl anstatt Erdgas als Brennstoff (ohne Berücksichtigung eventueller Wirkungsgradveränderungen). Es wird angenommen,

dass das alte, zur Abschaltung vorgesehene Kraftwerk vollständig abgeschrieben und abbezahlt ist.

Die Differenz aus den Kosten, die bei Weiterbetrieb der alten Einheit entstehen, und jenen Kosten, die entstehen wenn anstelle dessen ein neues Kraftwerk in Betrieb genommen wird, dient als Indikator für die Sinnhaftigkeit der Investition und kann als *Wert* der alten Spitzenlasteinheit interpretiert werden. In Abbildung 98 und Abbildung 99 ist das Ergebnis der Abschätzung grafisch dargestellt, wobei eine positive Differenz *für* den Weiterbetrieb der alten Kraftwerkseinheit spricht. Gemäß dieser Abschätzung liegt die Grenze der Sinnhaftigkeit einer Lebensdauerverlängerung bei Gasturbinenkraftwerken unter 300 Stunden, während bei GuD-Anlagen aufgrund der höheren Investitionskosten die Grenze bei maximal 800 Stunden unter der günstigsten Annahme des Brennstoffpreises liegt.

Die Bandbreite bzw. Abhängigkeit vom Preis des Primärenergieträgers ist bei den GuD-Anlagen ebenfalls deutlich höher. Wird etwa Heizöl eingesetzt (teuerste Brennstoffpreisannahme), so ist eine Laufzeitverlängerung ähnlich wie bei GT erst unter 300 Stunden vorzuziehen.

Die Abschätzung zeigt, dass unter den getroffenen Annahmen eine Verlängerung der Nutzungsdauer von GT gegenüber einem Neubau eines als SLKW konzipierten Kraftwerks nur bei einer Auslastung von unter 300 Stunden vorzuziehen ist. Bei GuD-Anlagen ist die Auslastungsgrenze je nach Brennstoffpreis zwischen 300 und 800 Stunden angesiedelt.

Es ist zu bemerken, dass die gezeigte, einfach gehaltene Methode unterstellt, dass die neu gebaute Einheit ebenso viele Volllaststunden fährt wie die alte Anlage. In der Praxis ist dies bei vielen Einheiten nicht der Fall, da sich das neue Kraftwerk wieder in einer früheren „Lebensphase“ befindet und dementsprechend häufiger eingesetzt wird. Eine Laufzeitverlängerung wird daher in den folgenden Betrachtungen nur dann durchgeführt, wenn auch das neue Ersatzkraftwerk nur als SLKW gefahren wird.

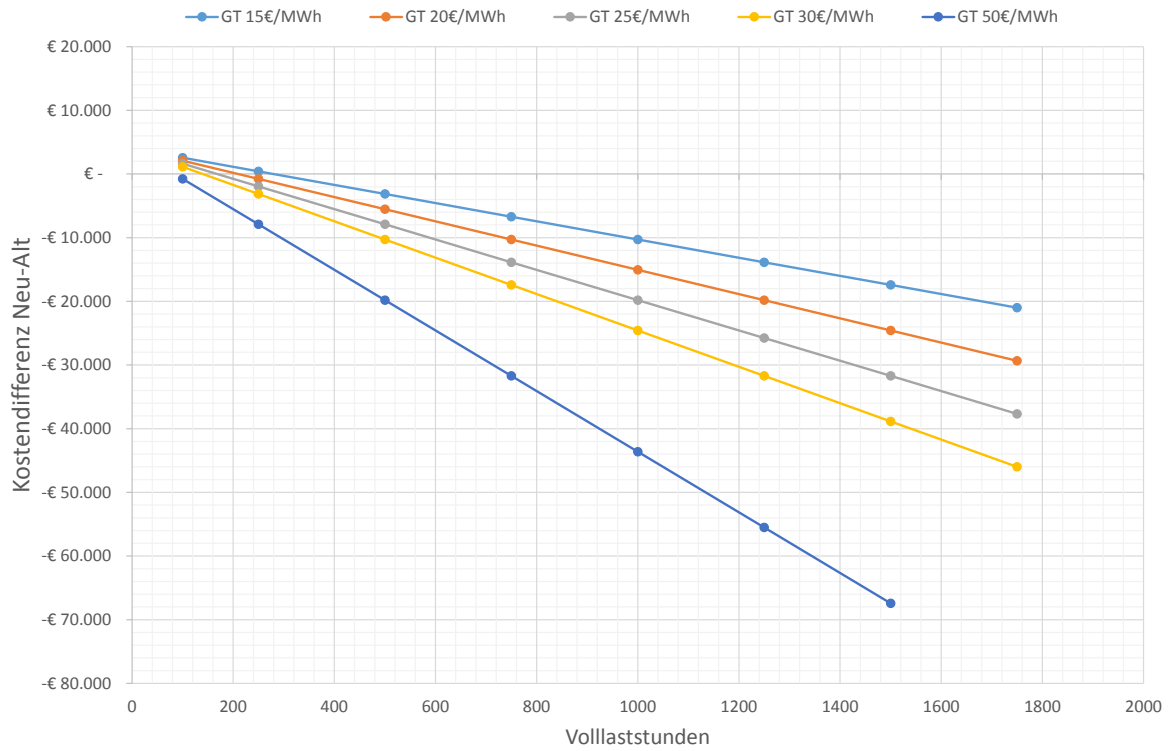


Abbildung 98: Sinnhaftigkeit einer Laufzeitverlängerung von Gasturbinenkraftwerken anhand der Kostendifferenz unter Variation des Brennstoffpreises: Eine positive Kostendifferenz steht für die Sinnhaftigkeit einer Verlängerung, eine negative Differenz für den sofortigen Neubau

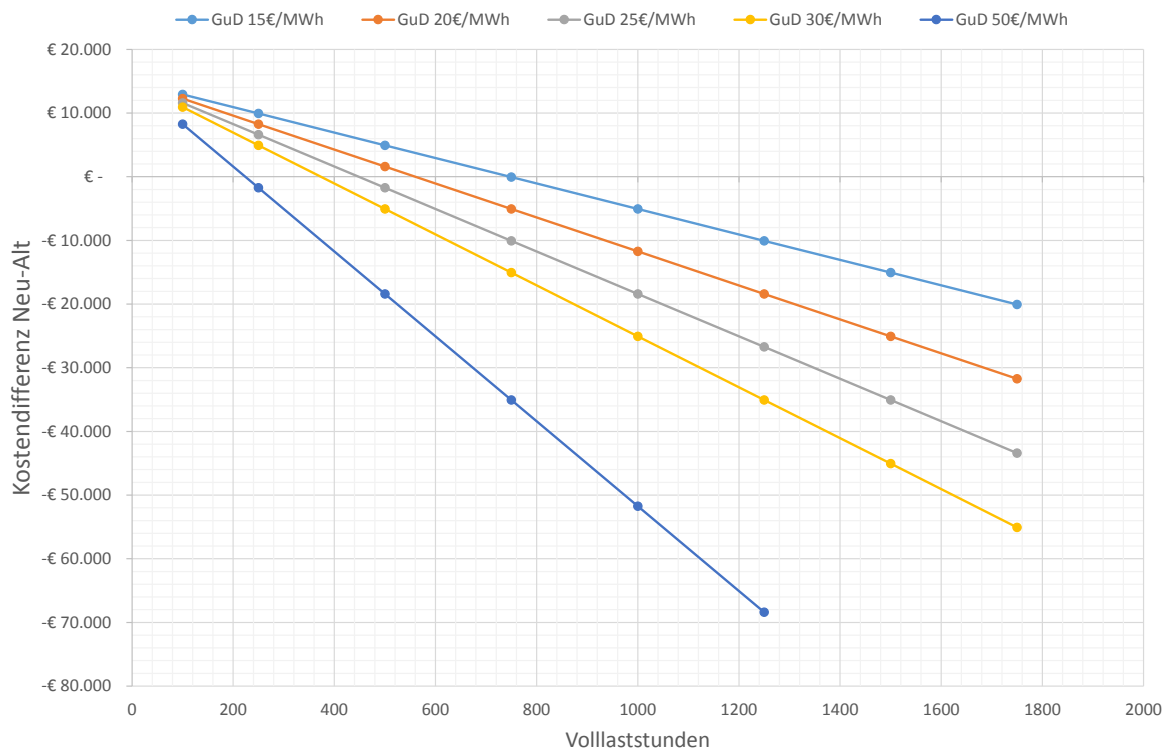


Abbildung 99: Wie Abbildung 98, nur für Gas-Dampf-Kombikraftwerke

6.4.2 Auswahl der Modellkraftwerke für eine Laufzeitverlängerung

Die zur Verlängerung in Frage kommenden Kraftwerke im Modell müssen gewisse Kriterien erfüllen. Folgende Kriterien wurden für die Auswahl definiert:

- Es muss sich um ein Kraftwerk vom Typ Gasturbine, Gas-Dampf-Kombikraftwerk, Dampfkraftwerk oder Blockkraftwerk handeln.
- Das Kraftwerk wird entweder mit Erdgas oder mit Heizöl leicht/schwer befeuert. Abfallprodukte wie Gichtgas oder Deponiegas als Hauptbrennstoff werden ausgeschlossen, da diese Einheiten günstig produzieren und regelmäßig in den Markt kommen können, und damit per Definition keine SLKW sind.
- Es handelt sich um keine Anlage mit Kraft-Wärme-Kopplung oder sonstiger Zweitnutzung, die eine rein *stromgeführte Fahrweise* verhindert oder beeinflusst.
- Die Volllaststundenzahl des alten Kraftwerks liegt regelmäßig, aber nicht ausschließlich unter den in Kapitel 6.4.1 gefundenen Grenzen und das neue Nachfolgekraftwerk fährt nicht signifikant mehr Volllaststunden, sondern wird ebenfalls nur als Spitzenlastkraftwerk eingesetzt.
- Das Kraftwerk geht zwischen 2012 und 2030 außer Betrieb.

Eine Auswertung des simulierten Referenzszenarios nach den oben aufgeführten Kriterien ergibt eine Anzahl von elf in Frage kommenden Einheiten, von denen acht allerdings aufgrund der deutlich zu hohen Volllaststundenzahl der Neubauten nicht für eine Verlängerung in Frage kommen. Mit den restlichen drei Kraftwerken wird eine Simulation unter Verlängerung der Betriebsdauer um ein Jahr vorgenommen und mit dem Referenzszenario verglichen.

6.5 Abschätzung der Kostenersparnis durch die Laufzeitverlängerung

Zur Auswertung werden Abschreibungen, Zinsen und variable Kosten (Wartung und Brennstoff nach Kraftwerkseinsatz gemäß ATLANTIS-Simulation) der drei Kraftwerke im Referenzszenario („alt“) und nach Verlängerung der Laufzeit („neu“) gegenübergestellt.

Abbildung 100 zeigt die Verläufe der Abschreibungen und die Einsparungen in den Jahren, in denen die Inbetriebnahme je eines Kraftwerkes verschoben wurde. Aufgrund der leicht steigenden Investitionskosten durch die Aufschiebung ist die Differenz der Abschreibungen in den restlichen Jahren geringfügig positiv. Bei den Zinsen⁷⁰, dargestellt in Abbildung 101, zeigen sich ähnliche Verhältnisse, nur dass die Differenzen im Verlauf nach 2022 leicht sinken.

⁷⁰ Angenommener Zinssatz: 6 %

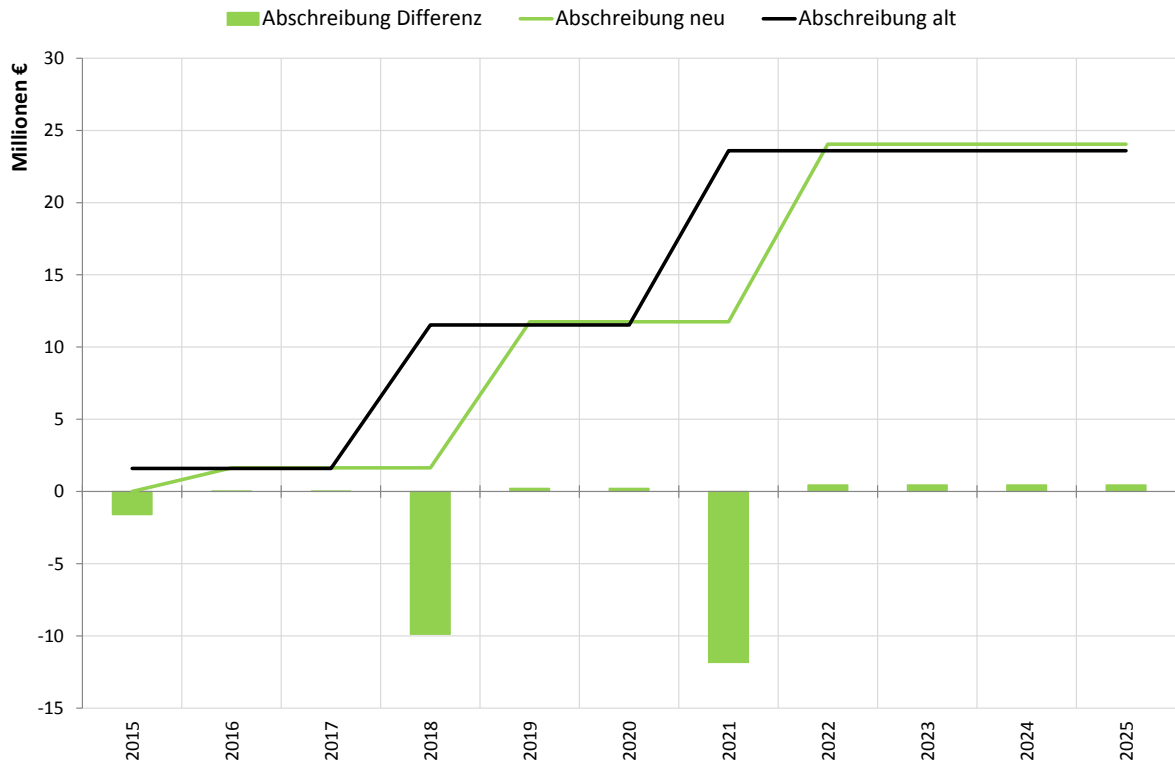


Abbildung 100: Verlauf der Abschreibungen der aufgeschobenen drei Kraftwerke im Vergleich

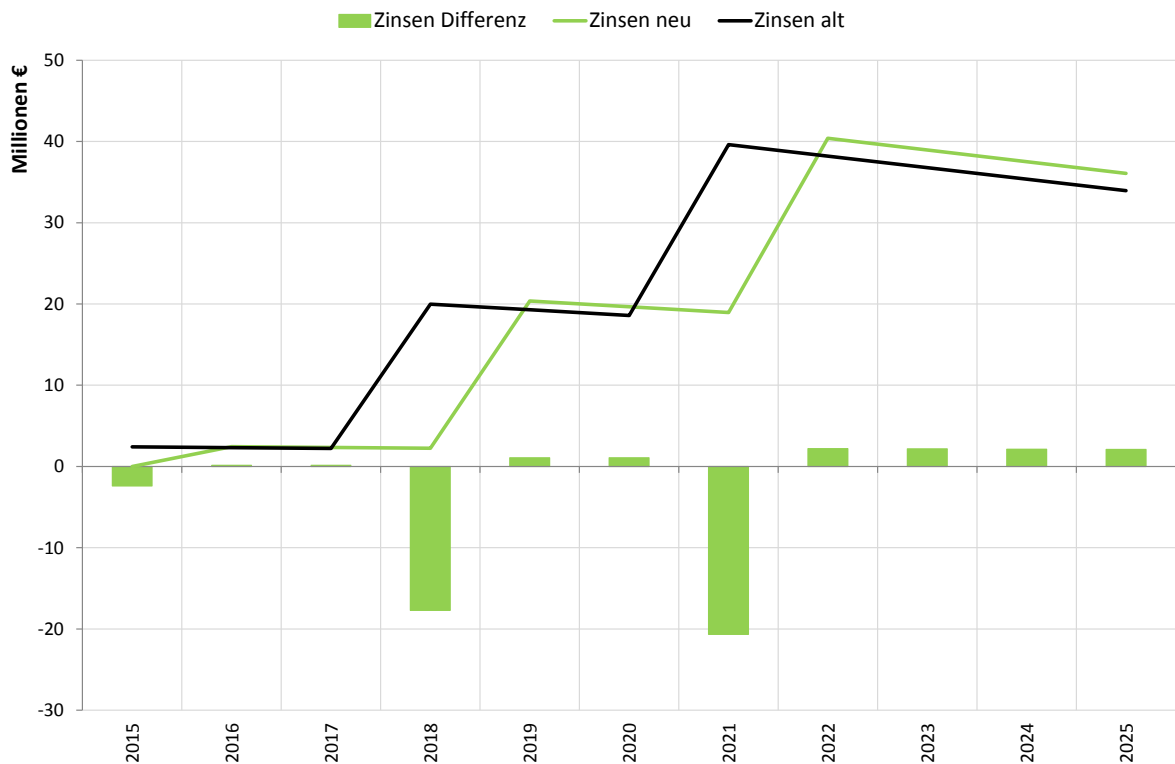


Abbildung 101: Verlauf der Zinsen (Annahme 6 %) der aufgeschobenen Kraftwerke im Vergleich

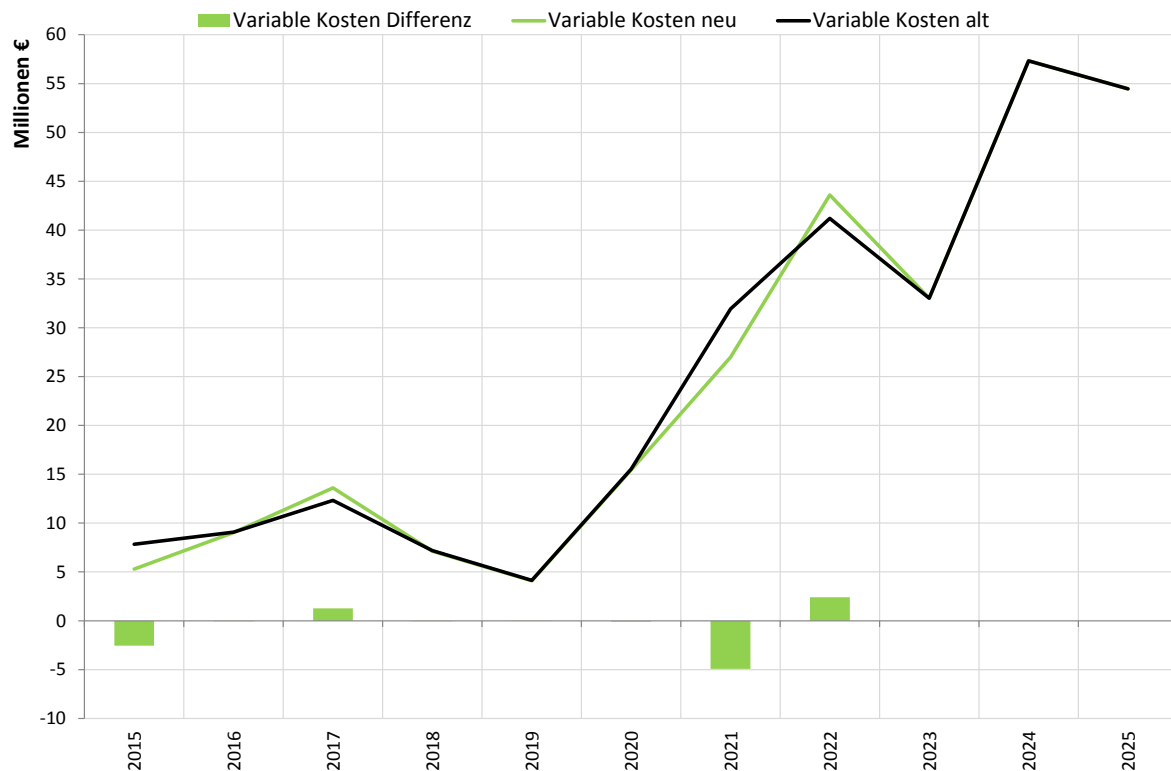


Abbildung 102: Verlauf der variablen Kostender drei aufgeschobenen Kraftwerke

Der Verlauf der variablen Kosten der drei Kraftwerke, der sich aus Brennstoffbedarf und sonstigen variablen Wartungs- und Betriebskosten zusammensetzt, ist in Abbildung 102 dargestellt. Bei dieser Kostenkategorie zeigen sich geringere Abweichungen als bei den Fixkostenanteilen, in Summe sind aber auch hier *Einsparungen* festzustellen.

Die bisherigen Betrachtungen erfolgen aus Sicht der betreibenden Unternehmen. Betrachtet man die Veränderungen aus der Sicht des Gesamtsystems, so entstehen bei der Verlängerung der Laufzeit auch Veränderungen im Einsatz der anderen Kraftwerke. Dies führt weiter zu veränderten variablen Kosten des Gesamtsystems bzw. veränderten Im- oder Exporten. Diese zusätzlichen Kosten führen zu einer *Verringerung der Wertigkeit* dieser SLKW für das Gesamtsystem im Vergleich zu den einzelnen Unternehmen.

6.6 Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Zur Bestimmung der *Wertigkeit* der drei exemplarischen Kraftwerke werden die Differenzen der betrachteten Kosten zwischen den beiden Szenarien analog zur Kapitalwertmethode auf das Jahr der ersten Veränderung 2015 abgezinst. Der Barwert liefert dann einen Anhaltspunkt zur Wertigkeit der Einheiten, wobei Betrachtungszeitraum und der zum Abzinsen gewählte Zinssatz variiert werden.

Betrachtet man nur die Periode 2015-2022, in der effektive Unterschiede auftreten, so ergibt sich der höchste Wert der Kostenersparnis. Dadurch, dass durch den Aufschub höhere Investitionen und damit höhere Fixkosten entstehen, müssen auch die Folgejahre mit

berücksichtigt werden. Dazu werden der Zeitraum 2015-2030 (Ende der Simulation) und 2015-2050 gegenübergestellt, wobei 2050 das erste der drei im Referenzszenario neu gebauten Kraftwerke wieder außer Betrieb geht. Da sich die variablen Kosten in den Folgejahren nach 2022 gemäß Modellrechnung nicht mehr unterscheiden, können die Differenzen der Fixkosten in das Jahr 2050 fortgeschrieben und somit auch ein Barwert bis 2050 ermittelt werden. Die Ergebnisse der Variationsrechnung sind in Abbildung 103 aus Unternehmenssicht und Abbildung 104 aus Gesamtsystemsicht dargestellt.

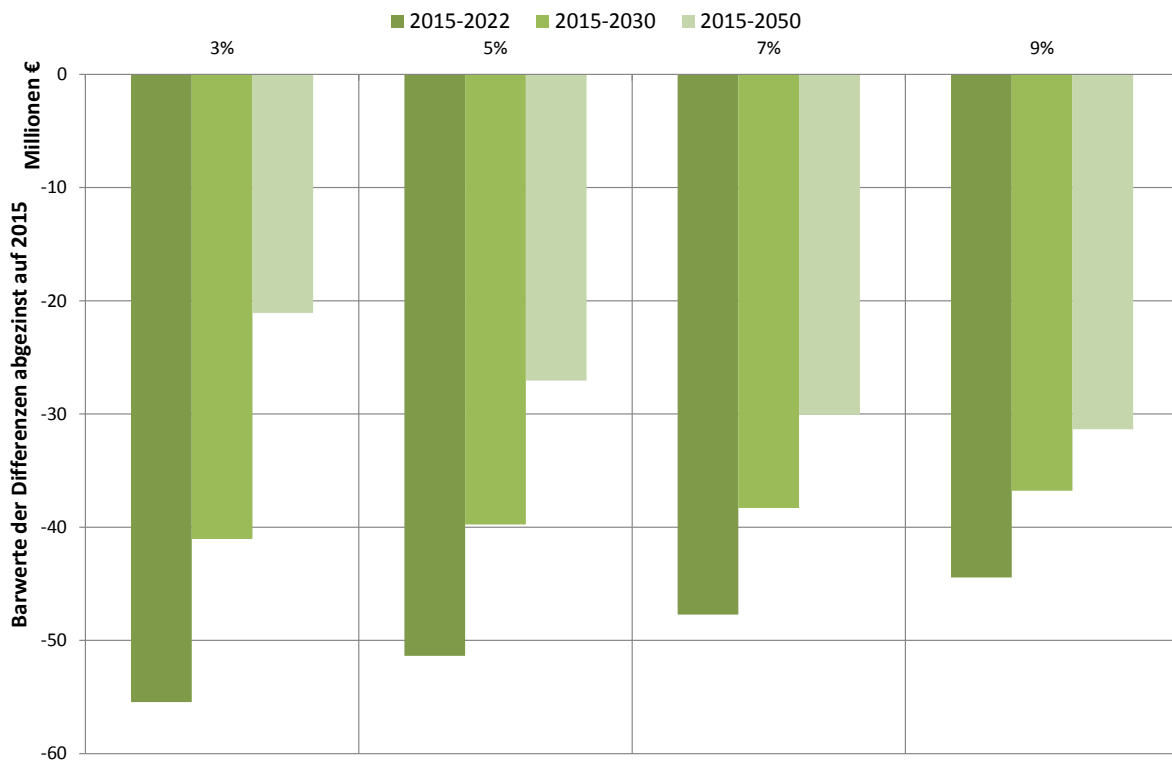


Abbildung 103: Abgezinste Barwerte der Differenzen von Abschreibung, Zinsen und variablen Kosten unter Variation von Beobachtungszeitraum und Zinssatz aus Sicht des Unternehmens

Bei einer Verzinsung von 5 % als Beispiel liegt der Wert der drei verlängerten SLKW aus Sicht der Unternehmen ausgedrückt als Opportunität der Verlängerung um ein Jahr zwischen 27 und 51 Millionen Euro. Bezogen auf den historischen Anschaffungswert der Kraftwerke (nominell) entspricht dies etwa 9 % bis 17 %, und im Vergleich zum historischen Anschaffungswert der Nachfolger 4 % bis 7 %. Dazu ist anzumerken, dass diese Aussage nicht bedeutet, dass die drei betrachteten Kraftwerke und deren Nachfolger *wirtschaftlich betrieben* werden können. Eine generelle Prüfung auf die Wirtschaftlichkeit der betrachteten Anlagen wurde nicht durchgeführt.

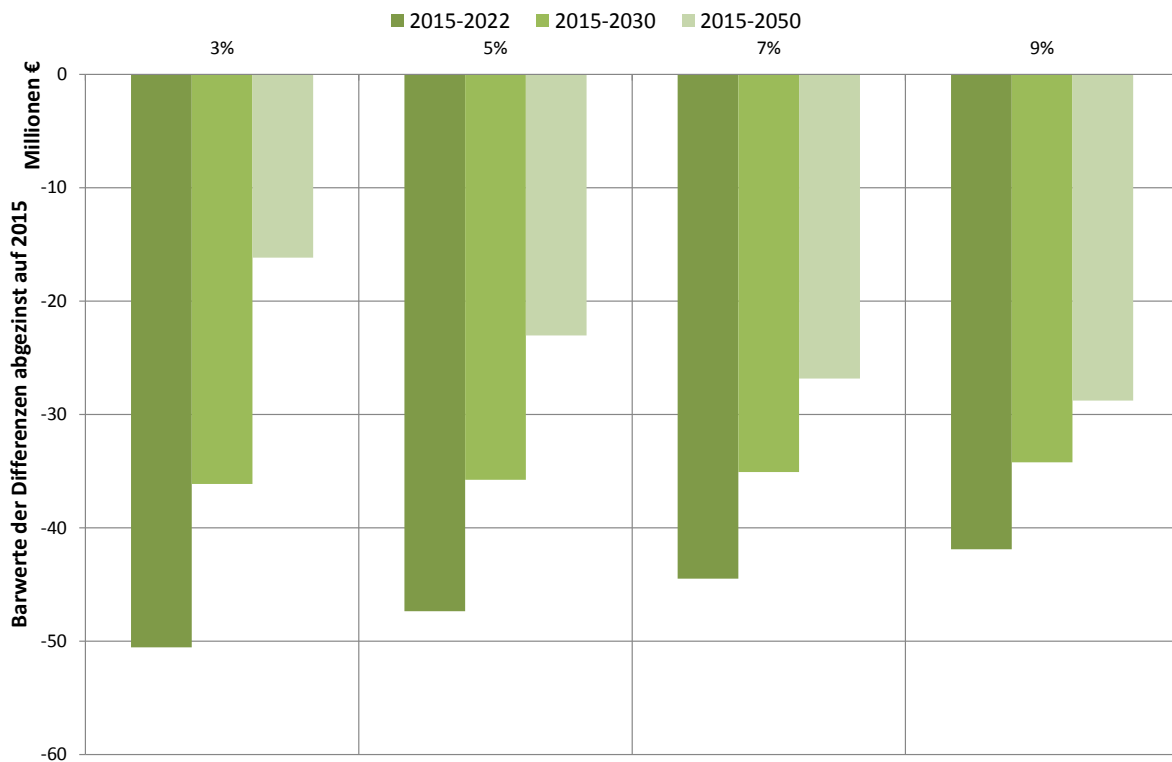


Abbildung 104: Abgezinsten Barwerte der Differenzen von Abschreibung, Zinsen und variablen Kosten unter Variation von Beobachtungszeitraum und Zinssatz aus Sicht des Gesamtsystems

Aus Sicht des Gesamtsystems reduzieren sich die Kosteneinsparungen und damit die Wertigkeit der SLKW im Fall einer Verzinsung von 5 % auf 23 bis 47 Millionen Euro. Interessant ist die Erkenntnis, dass sich die Verlängerung der Laufzeiten der alten SLKW sowohl aus Unternehmens- als auch aus Gesamtsystemsicht eine Kostenersparnis darstellt und dementsprechend der Ansatz zur Wertigkeitsbestimmung über Opportunitätskosten funktioniert. Der wirtschaftliche Betrieb der verglichenen Anlagen muss allerdings gesichert sein, damit den Anlagen auch tatsächlich die ermittelte Wertigkeit zukommen kann.

Die Bewertung der exemplarisch betrachteten Spitzenlastkraftwerke über die Opportunität einer Laufzeitverlängerung von einem Jahr beträgt zwischen 4 % und 7 % der Wiederbeschaffungskosten aus Sicht der Unternehmen. Die Wertigkeit sinkt um etwa 1 %-Punkt, wenn Kostenveränderungen des Gesamtsystems mit berücksichtigt werden. Diese Wertigkeit kann den Kraftwerken aber nur dann zukommen, wenn deren wirtschaftlicher Betrieb gesichert ist und die Notwendigkeit eines Neubaus – beispielsweise aus Gründen der Systemrelevanz, wie es gemäß Simulation der Fall ist – auch tatsächlich gegeben ist.

7 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Die vorliegende Arbeit beschäftigt sich mit der Bewertung von Windkraft, Photovoltaik und Spitzenlastkraftwerken sowie des Energy Only-Marktes anhand der Opportunitätskosten auf Basis von Szenariorechnungen mit dem Simulationsmodell ATLANTIS. Die Methoden und Ergebnisse basieren auf Auswertungen für Deutschland, da dieses Land insbesondere beim Ausbau von Windkraft und PV in Europa eine Vorreiterrolle einnimmt und daher von besonderem Interesse für die durchgeführten Untersuchungen ist.

Die Bewertung des Energy Only-Marktes erfolgt über den Vergleich mit den Produktionskosten von monopolistischen Gebietsversorgern, wie dies vor der Marktliberalisierung der Fall war. Die Energy Only-Strombörse kann gemäß Simulation die Wohlfahrt des Elektrizitätsmarktes in Deutschland im vollständig integrierten Binnenmarkt ohne Berücksichtigung von Netzrestriktionen gegenüber den monopolistischen Elektrizitätsversorgungsunternehmen um vier bis sechs Milliarden Euro pro Jahr steigern, wobei drei bis vier Milliarden auf zusätzliche Gewinne der Handelspartner und ein bis zwei Milliarden auf eingesparte Kosten durch günstigeren Stromzukauf entfallen.

Der Wert der Strombörse, gemessen an der jährlich erzielten Steigerung der Wohlfahrt beläuft sich auf vier bis sechs Milliarden Euro pro Jahr in Deutschland. Dieser hohe Wert zeigt, dass der Einsatz einer Strombörse im Gesamtsystem sinnvoll ist und dass die Funktion zur kostenbasierten Optimierung des Kraftwerkseinsatzes voll erfüllt wird.

Durch die physikalischen Grenzen des Übertragungsnetzes ergibt die Simulation unter Annahme eines vollständig integrierten Elektrizitätsbinnenmarktes eine Reduktion der im besten Fall möglichen Produzenten- und Konsumentenrenten um 200 bis 400 Millionen Euro pro Jahr, wobei ein wesentlicher Teil auf die Reduktion von Exporten entfällt.

Die technischen Netzrestriktionen beeinflussen die Wohlfahrtssteigerung der Strombörse negativ. Der Umfang dieser Beeinflussung lässt sich mit der Modellrechnung auf 200 bis 400 Millionen Euro beziffern. Daraus kann abgeleitet werden, dass die Verstärkung bzw. der Ausbau des Übertragungsnetzes durch die Ermöglichung eines optimaleren Kraftwerkseinsatzes Erzeugungskosten in dieser Höhe sparen kann.

Die Funktionsweise des Marktes wurde im Hintergrund des raschen Zubaus von Windkraft und Photovoltaik – zwei Technologien, deren Kostenstruktur vorrangig Fixkosten beinhaltet – anhand der durchgeführten Simulationen ebenfalls untersucht. Der simulierte Anteil der Produzentenrente kann bereits im „Best Case“ (ohne Netzrestriktionen) die Fixkosten der Kraftwerke nicht zuverlässig decken. Für reine Erzeugungsunternehmen, die am Markt handeln müssen, kann dies den Verlust der Wirtschaftlichkeit bedeuten.

Der durch das derzeitige Marktsystem erzielbare Deckungsbeitrag ist bereits in historischen Jahren zu niedrig, um ohne weitere Ertragsquellen die Fixkosten der Stromerzeugung gesichert decken zu können. Im Hinblick auf die Entwicklung des Elektrizitätssystems hin zu steigenden Fixkosten und sinkenden variablen Kosten kann daraus geschlossen werden, dass zukünftig zusätzliche Mechanismen notwendig werden, um die Fixkosten gerecht und sicher abdecken zu können.

Der Ausbau von Windkraft und Photovoltaik wurde technisch und wirtschaftlich anhand von Szenario-Modellrechnungen untersucht. Dabei wurde auch auf die zeitliche und örtliche Abhängigkeit der Technologien vom Primärenergieträger Bezug genommen, da diese Abhängigkeiten ihre wesentliche Charakteristik darstellt. In Bezug auf das Zusammenspiel mit dem zeitlichen Auftreten des Verbrauchs wurde festgestellt, dass sich ohne die Verwendung z.B. von Speichertechnologien Windkraft aufgrund des zeitlichen bzw. saisonalen Dargebots besser in das Elektrizitätssystem integrieren lässt als Photovoltaik. Im Falle der Offshore-Windkraft gilt es abzuwarten, wie sich die erwarteten Ausgleichseffekte zwischen den unterschiedlichen Windparks einstellen, bevor eine Aussage über die Integrierbarkeit dieser Technologie in Bezug auf den Verbrauch getroffen werden kann.

Die technisch-wirtschaftliche Untersuchung von Wind und PV mit dem Modell ATLANTIS wurde anhand von mehreren verschiedenen Parametern durchgeführt und auf Synergieeffekte untersucht. Tabelle 11 zeigt die Annahmen und Ergebnisse in tabellarischer Form zusammengefasst.

Tabelle 11: Zusammenfassung der Ergebnisse der wirtschaftlichen Betrachtung von Wind und Photovoltaik auf Basis der Szenariorechnungen mit ATLANTIS

Szenario:	Referenz	PV	Wind	Wind II	Wind III	Gemeinsam
Leistung 2030 (GW)	136	180	177	160	172	221
Zubau bis 2030 (GW)	-22,6	+44 (-22,6)	+41 (-22,6)	+23,6 (-22,6)	+36 (-22,6)	+85 (-22,6)
2012-2030 Gesamtsystemkosten und -effekte						
Energie (TWh)	9.929	10.252	10.544	10.445	10.507	10.858
Fixkosten (Mrd. €)	606	711	687	668	682	792
Variable Kosten + Importe (Mrd. €)	309	284	275	281	277	259
Gesamtkosten (Mrd. €)	915	995	963	949	959	1051
Produktionskosten 2030 (€/MWh)	39,9	36,3	34,4	36,5	34,9	30,5
Mittlere Produktionskosten (€/MWh)	28,3	26,5	25,7	26,2	25,8	23,8
Gestehungskosten 2030 (€/MWh)	105,5	113,4	106,3	104,4	105,9	112,3
Mittlere Gestehungskosten (€/MWh)	89,4	96,0	91,0	90,2	90,8	96,5
CO ₂ -Reduktion 2030 (% Ref.)	-	-2,43%	-4,86%	-3,13%	-4,34%	-8,62%
Mittlere CO ₂ -Reduktion (% Ref.)	-	-2,10%	-3,19%	-3,28%	-3,06%	-5,32%
2012-2030 Technologiezubau alleine						
Energie (TWh)		489	875	735	829	1.366
Fixkosten (Mrd. €)		105	82	62	77	187
Variable Kosten (Mrd. €)		0,7	4,6	3,8	4,3	5,3
Gesamtkosten (Mrd. €)		106	86	66	81	192
Mittlere Produktionskosten (€/MWh)		1,4	5,0	5,0	5,0	3,2
Mittlere Gestehungskosten (€/MWh)		221,7	99,6	91,4	98,5	170,2

Für die Reduktion der CO₂-Emissionen zeigen die Simulationsergebnisse die erwarteten Vorteile der Windkraft. Bei gleichzeitigem Ausbau ist die Reduktion der Emissionen im Schnitt nicht signifikant höher als die Summe der beiden einzelnen Ausbauszenarien zusammen, auch wenn die Ergebnisse am Ende des Simulationszeitraums auseinandergehen. Ein klarer Trend ist nicht erkennbar, Synergieeffekte können aber auch nicht ausgeschlossen werden.

Der gleichzeitige Zubau beider Technologien kann die spezifischen Produktionskosten im Laufe der Simulation deutlich um bis zu rund 20 % im Vergleich zur Referenz senken. Darüber hinaus kann aber kein signifikanter Synergieeffekt aus dem gemeinsamen Zubau von Wind und PV festgestellt werden. Die Simulation zeigt, dass ein fortgesetzter Windzubau in Deutschland bis 2020 entsprechend den Annahmen aus dem Szenariorahmen NEP 2012, welche auch mit den derzeitigen politischen Rahmenbedingungen übereinstimmen, bereits im Jahr 2028 elektrische Energie günstiger bereitstellen kann als das angenommene Referenzszenario. Unter Beibehaltung des derzeitigen Marktsystems ist diese Variante während des gesamten Simulationszeitraums allerdings nicht ohne Förderungen bereitstellbar.

Der Ausbau von Wind und Photovoltaik führt zu steigenden Fixkosten und sinkenden variablen Kosten im Gesamtsystem. Dieser Trend widerspricht dem derzeitigen Marktsystem und unterstreicht die Notwendigkeit zusätzlicher Mechanismen zum Energy Only-Markt. Die betriebswirtschaftliche Untersuchung zeigt, dass unter den getroffenen Annahmen diese Technologien bis 2030 nicht ohne Förderungen ins System integriert werden können.

Die regional basierte Untersuchung der jährlichen Stromgestehungskosten gemäß Simulation mit ATLANTIS bestätigt die Vermutung, dass Windnutzung im Norden und PV-Nutzung im Süden zu präferieren ist. Trotzdem kann im Süden durch geeignete Standortwahl Windenergie zu vergleichbaren Kosten wie im Norden genutzt werden. Aus der Simulation ergibt sich, dass der Zubau von Windkraftanlagen an Standorten, die aus Sicht der Netzintegration unvorteilhaft sind, den Wert der Windkraft schmälert. Durch Unterlassen des Zubaus von 5.000 MW der ursprünglich im Szenario vorgesehenen Anlagen, die stark von negativem Redispatch betroffen sind, konnten die zusätzlichen Gesamtsystemkosten je MWh Windenergie im Schnitt um 1,85 €/MWh gesenkt werden. Anders formuliert kosten 45 TWh zusätzliche Winderzeugung gemäß Szenario „Windausbau I“ ca. 3,9 Milliarden Euro.

Der Ausbau von Wind und Photovoltaik wurde auch anhand der Kapitalstocktheorie analysiert. Dabei wurde die Kenngröße der „Kapitalproduktivität“ ausgewertet und dargestellt. In diesem Kontext zeigen die Simulationsergebnisse, dass die negativen Kosteneffekte der Energiewende in Bezug auf den Aufbau und die Effizienz des Kapitalstocks – abhängig vom angenommenen Ausbaupfad – in Zukunft nominell zurückgehen. Die besten Ergebnisse zeigt die Windkraft, bei der netto eine „Erholung“ des Systems ab 2017 festgestellt werden kann. Photovoltaik und gemeinsamer Ausbau liegen knapp beieinander, daher ist auch auf Basis der Simulationsergebnisse zur Kapitalstocktheorie von einem reinen oder überwiegenden PV-Ausbau in Deutschland generell abzuraten.

Die Kenngröße der Kapitalproduktivität (KP) lässt sich gut auf die Elektrizitätswirtschaft umlegen. Generell zeigt sich, dass die Verringerung der KP durch den Umstieg auf erneuerbare Energieträger in Zukunft zurückgeht und sich das System von diesem Strukturbruch erholen kann. Daraus kann geschlossen werden, dass Entscheidungen über den Ausbau von erneuerbaren Energien nicht kurzfristig über aktuelle Kostenentwicklungen getroffen werden sollten, sondern eine langfristige Sicht notwendig ist und der Wert der erneuerbaren Energien in dieser langen Frist erheblich höher ist.

Neben wirtschaftlichen Parametern wurden auch technische Aspekte des Wind- und Photovoltaikausbaus untersucht. Die Untersuchung der Netzintegration von Photovoltaik ergibt im Vergleich zu Windkraft einen deutlich niedrigeren Bedarf an Engpassmanagementmaßnahmen, woraus auch ein geringerer Bedarf an Netzausbau abgeleitet werden kann. Bei gleichzeitigem Ausbau von Wind und PV sind im Mittel leichte Synergieeffekte zu beobachten, wobei die PV die Integration des Windes fördert, dabei aber selbst etwas stärker von negativem Redispatch betroffen ist.

Sowohl die simulierte Entwicklung der technischen und wirtschaftlichen Rückwirkungen auf das Gesamtsystem als auch die Betrachtung der Kapitalstockentwicklung zeigt, dass die Photovoltaik für Deutschland eine geringere Wertigkeit aufweist als die Windkraft. Der Fokus des Zubaus von erneuerbaren Energien sollte in Deutschland daher auf die Windkraft gelegt werden.

Der dritte Teil der Arbeit befasst sich mit der Bewertung von „alten“ Spitzenlastkraftwerken, die vollständig abgeschrieben sind und damit betriebswirtschaftlich keinen Wert mehr darstellen. Die Spitzenlasteinheiten haben aber einen Wert für das System, der mit dem Opportunitätskostenansatz mittels Verlängerung deren Einsatzzeit bestimmt wird. Eine vorangehende Analyse zeigt, dass unter den getroffenen Annahmen eine Verlängerung der Nutzungsdauer von GT gegenüber einem Neubau eines als SLKW konzipierten Kraftwerks nur bei einer Auslastung von unter 300 Stunden vorzuziehen ist. Bei GuD-Anlagen ist die Auslastungsgrenze je nach Brennstoffpreis zwischen 300 und 800 Stunden angesiedelt. Die Wertigkeit der exemplarisch betrachteten Spitzenlastkraftwerke über die Opportunität einer Laufzeitverlängerung von einem Jahr beträgt zwischen 4 % und 7 % der Wiederbeschaffungskosten aus Sicht des Gesamtsystems. Ihr Wert sinkt, wenn Kostenveränderungen des Gesamtsystems mit berücksichtigt werden.

Alte Spitzenlastkraftwerke besitzen eine Wertigkeit für das System in der Höhe von 3 bis 6 % ihres Wiederbeschaffungswertes. Diese Wertigkeit kann den Kraftwerken aber nur dann zukommen, wenn deren wirtschaftlicher Betrieb gesichert ist und die Notwendigkeit eines Neubaus – beispielsweise aus Gründen der Systemrelevanz, wie es gemäß Simulation der Fall ist – auch tatsächlich gegeben ist. Dies deutet auf die Sinnhaftigkeit hin, bestehende systemrelevante Kapazitäten mit zusätzlichen Mechanismen im System zu halten.

8 Anhang

8.1 Tabellen

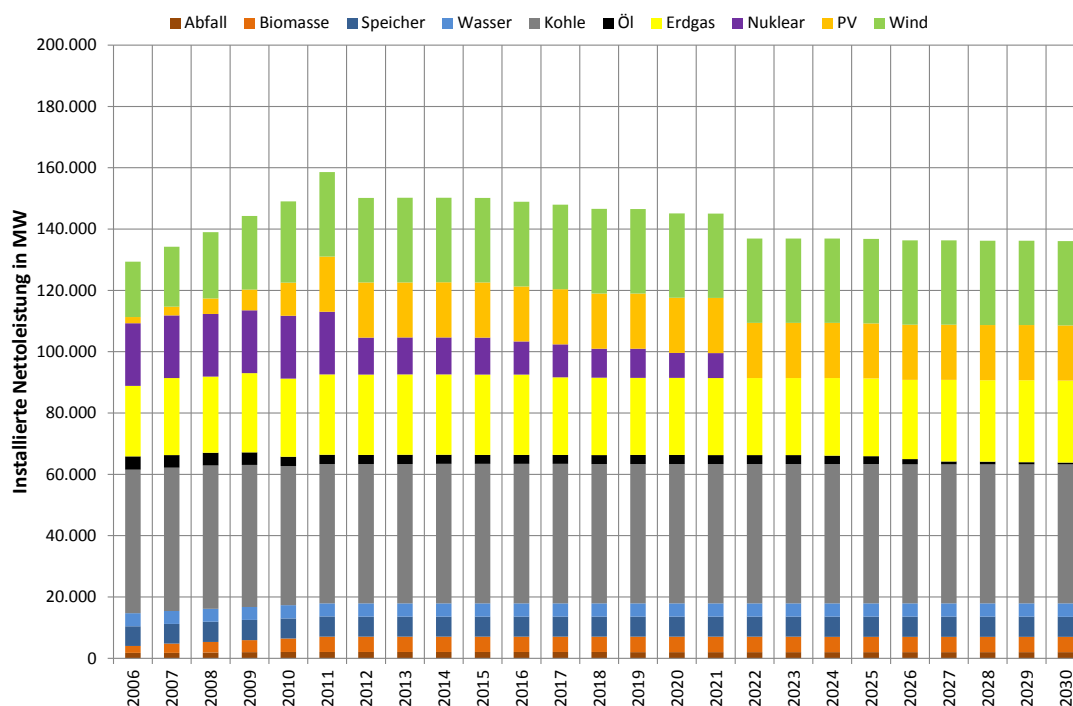
8.1.1 Verwendete Sektoren aus der CPA (Abbildung 88)

Sektor nach CPA	Sektorbeschreibung
R02	Products of forestry, logging and related services
R10_12	Food products, beverages and tobacco products
R19	Coke and refined petroleum products
R20	Chemicals and chemical products
R22	Rubber and plastic products
R24	Basic metals
R25	Fabricated metal products, except machinery and equipment
R26	Computer, electronic and optical products
R29	Motor vehicles, trailers and semitrailers
RD	Electricity, gas, steam and air-condition
RF	Construction and construction works
R51	Air transport services
R	Gesamtsumme aller Sektoren

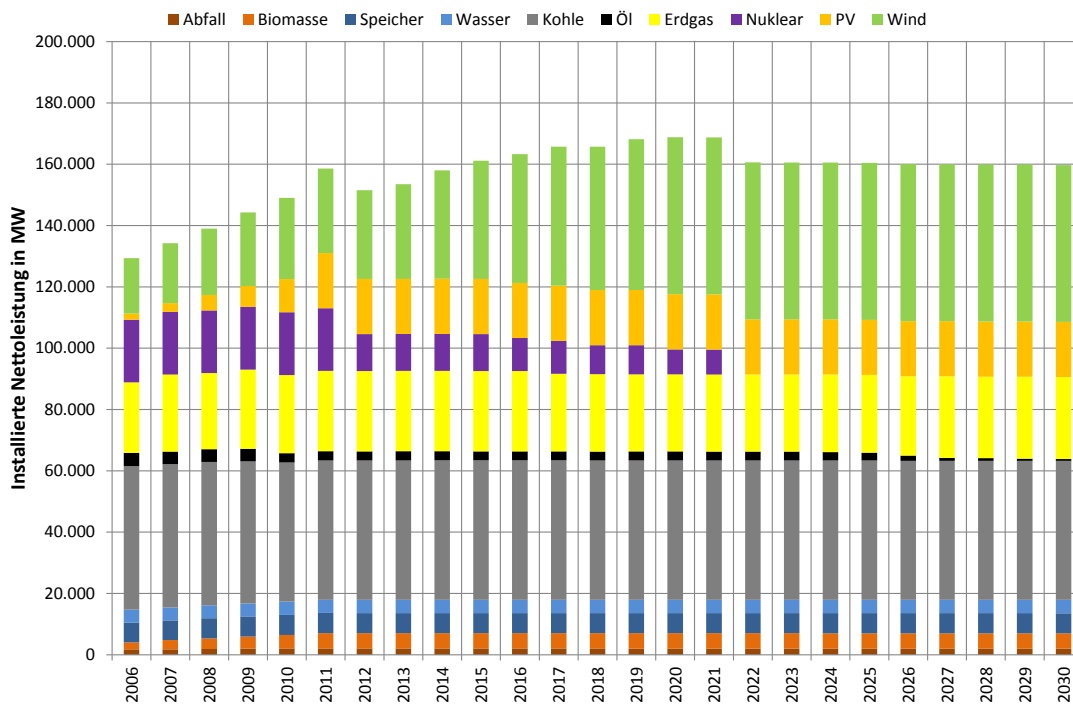
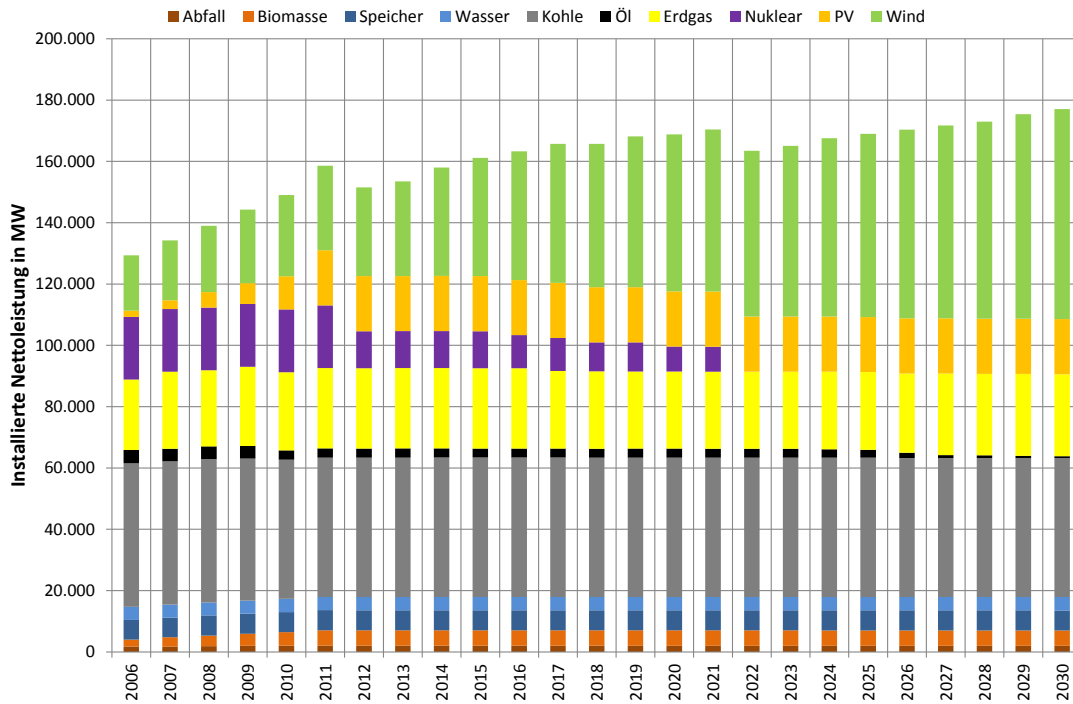
8.2 Abbildungen

8.2.1 Grafiken zur Entwicklung des Kraftwerksparks der einzelnen Szenarien

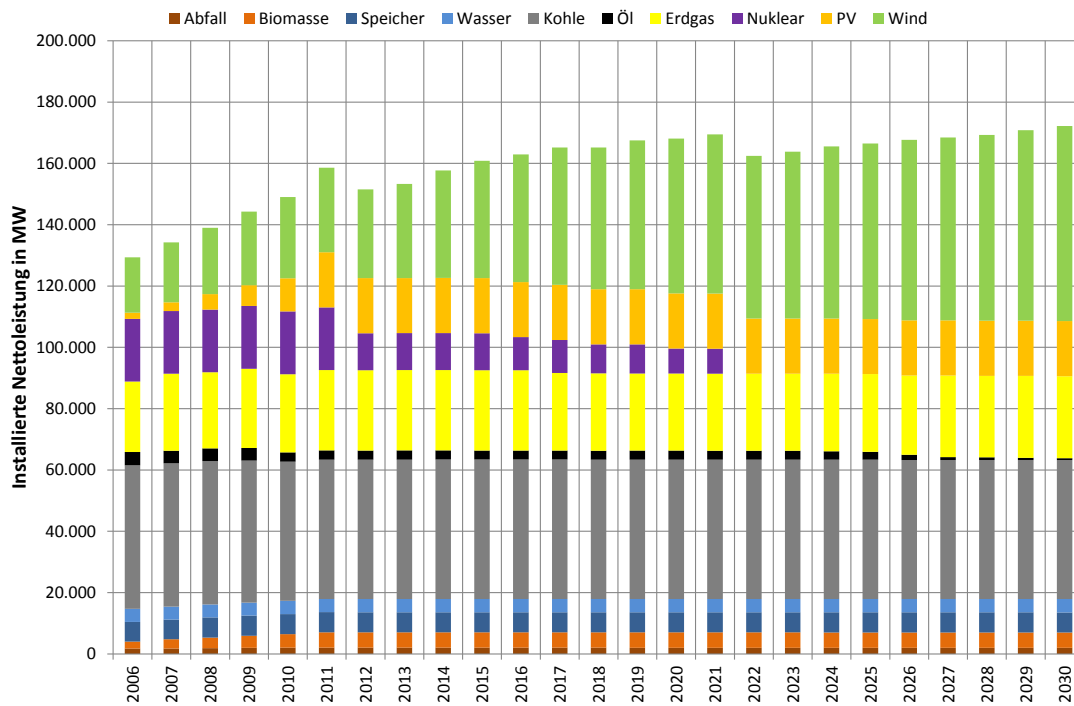
8.2.1.1 Referenzszenario „Konstanter Kraftwerkspark 2011“



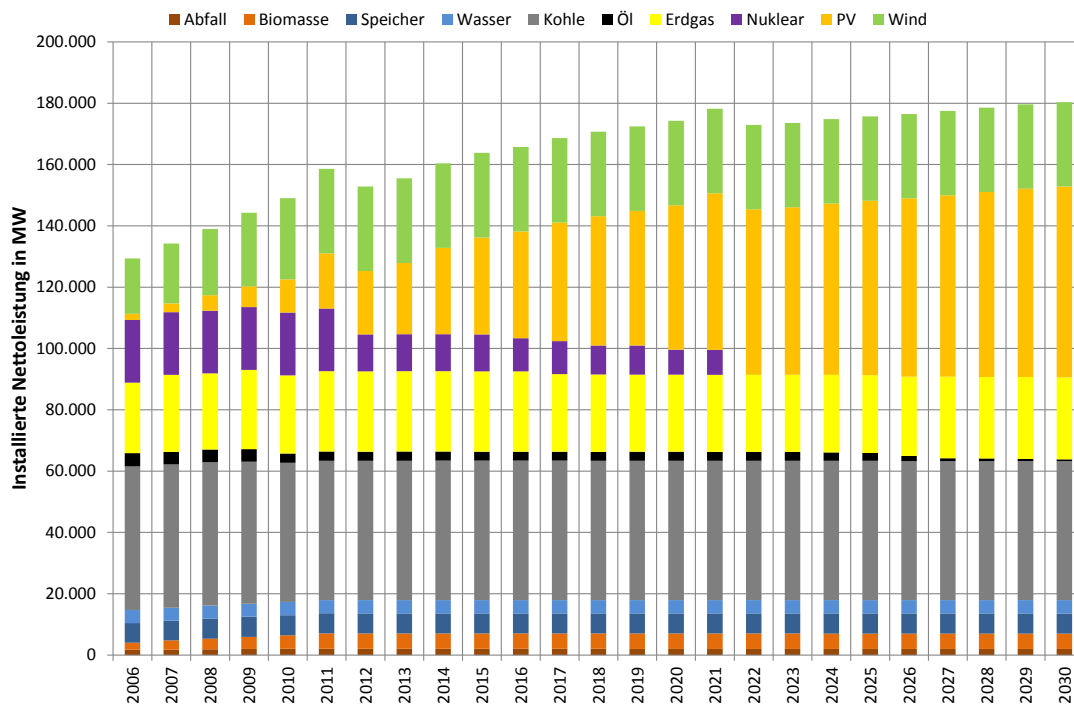
8.2.1.2 Windausbau I und II

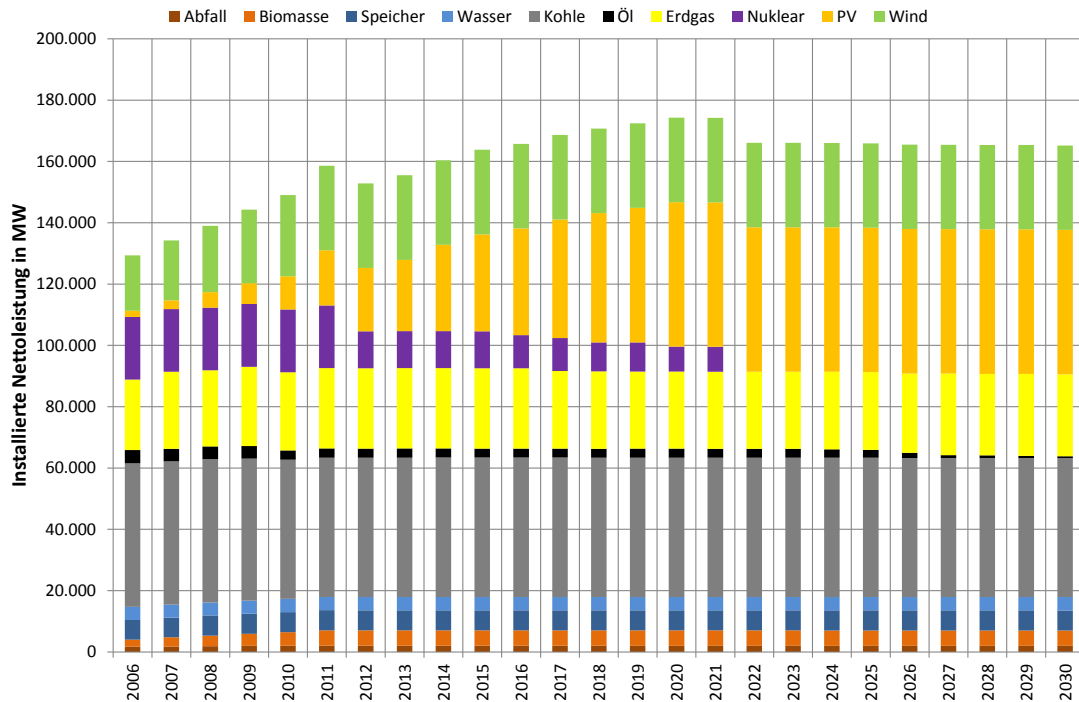


8.2.1.3 Windausbau ohne Redispatch

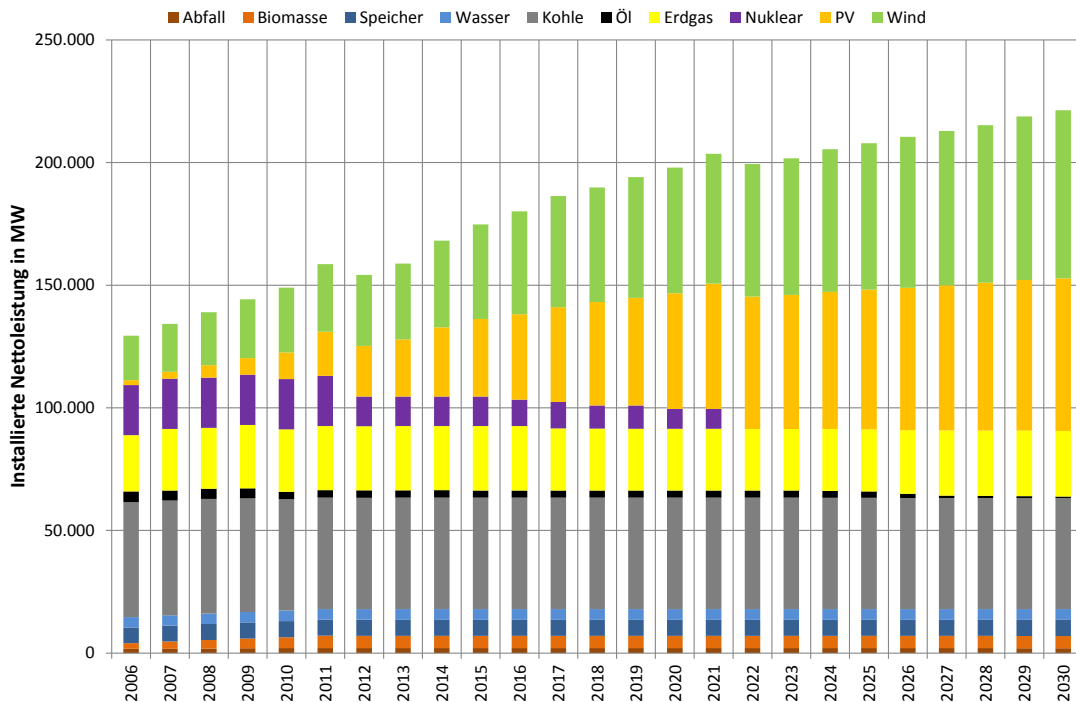


8.2.1.4 Photovoltaikausbau I und II



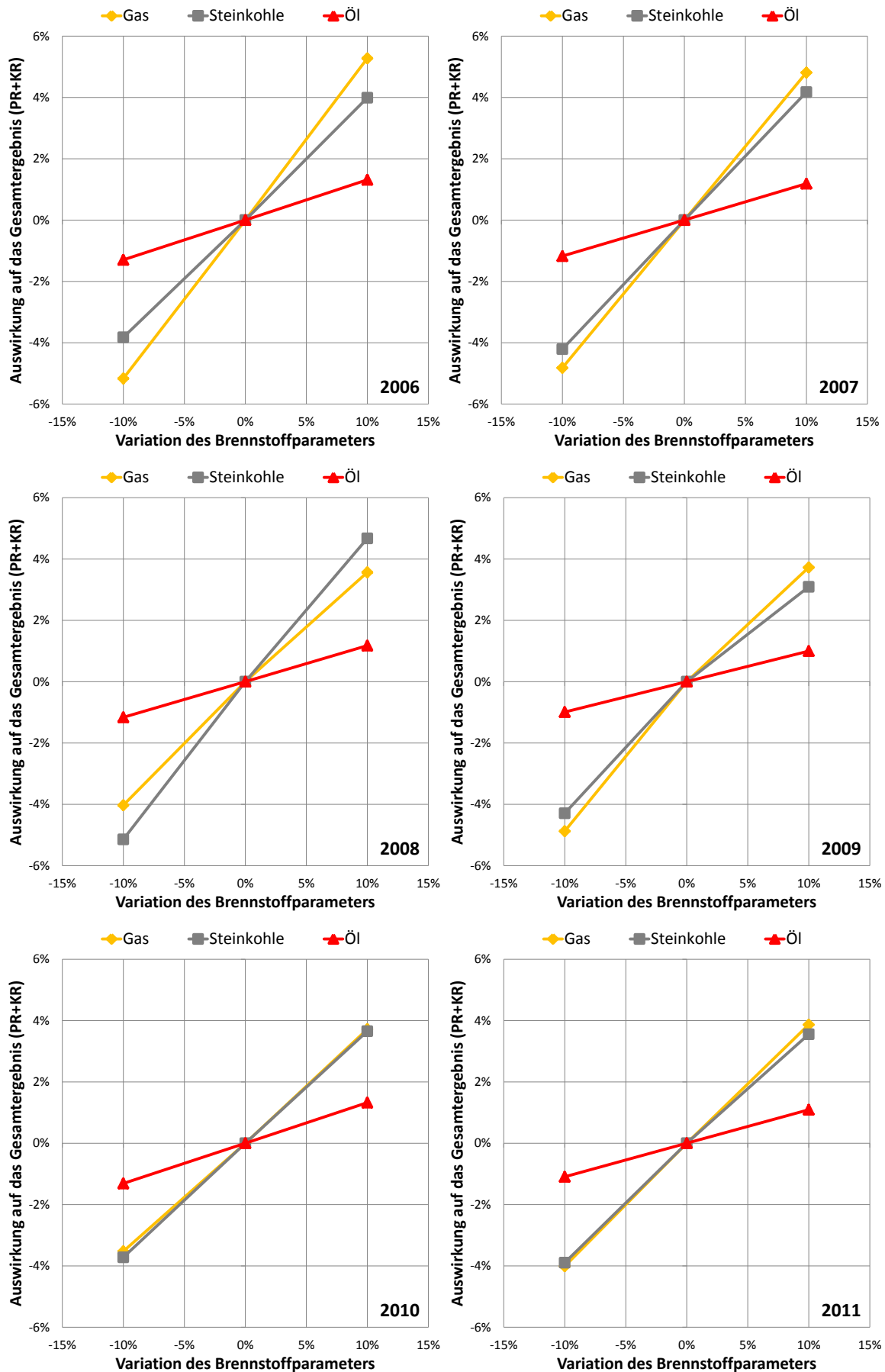


8.2.1.5 Gemeinsamer Ausbau



Die Kraftwerksparkentwicklung mit verzögerter Inbetriebnahme der thermischen Neubauparkkraftwerke wird nicht explizit dargestellt, da sich nur so kleine Leistungen verschieben, dass kein wesentlicher Unterschied in dieser Darstellung feststellbar ist.

8.2.2 Diagramme zur Sensitivitätsanalyse der Wohlfahrt an der Strombörse



8.2.3 Annahmen zu Lernkurvenparametern der Windkraft und PV

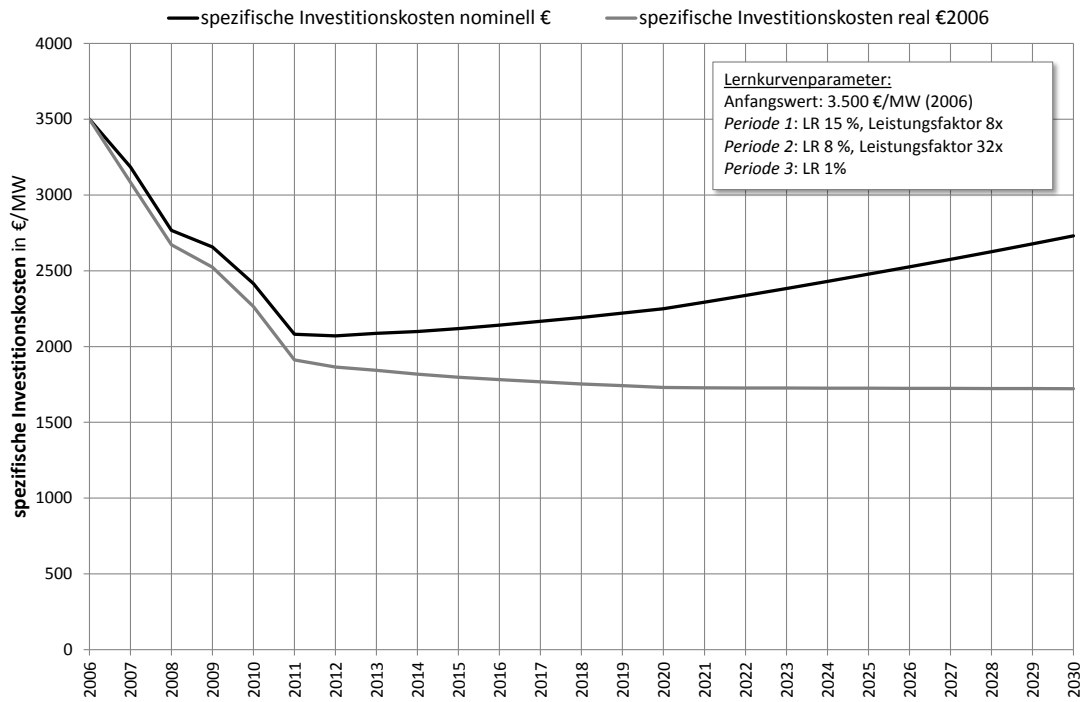


Abbildung 105: Angenommener Verlauf der Investitionskosten von PV in Deutschland

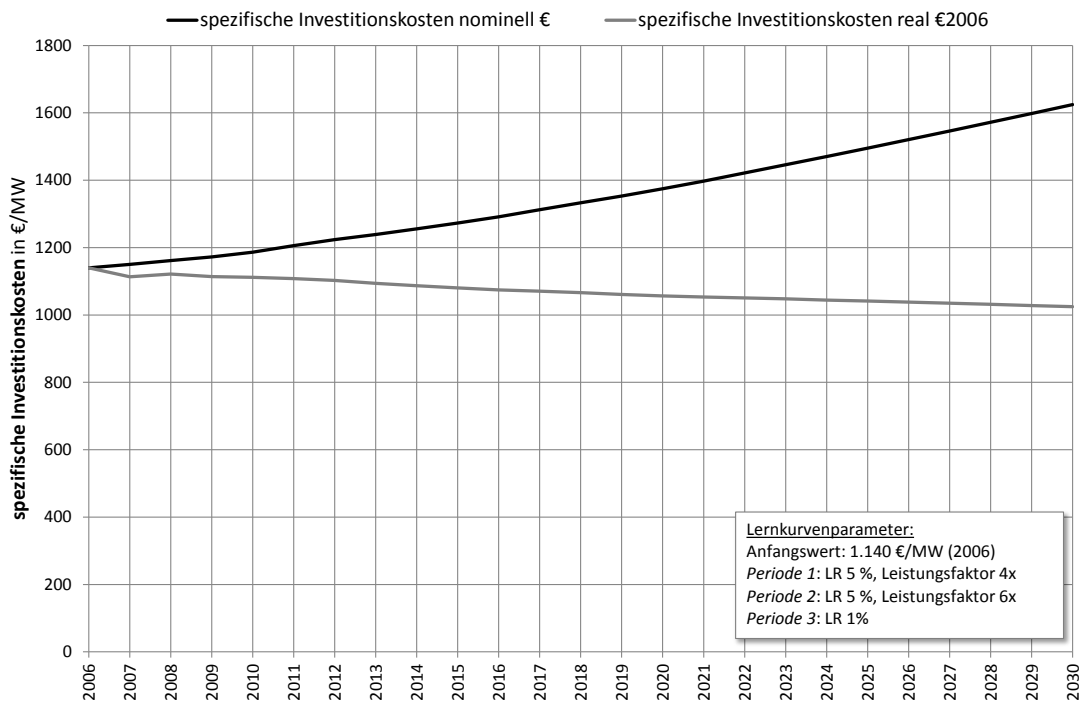


Abbildung 106: Angenommener Verlauf der Investitionskosten von Wind onshore in Deutschland

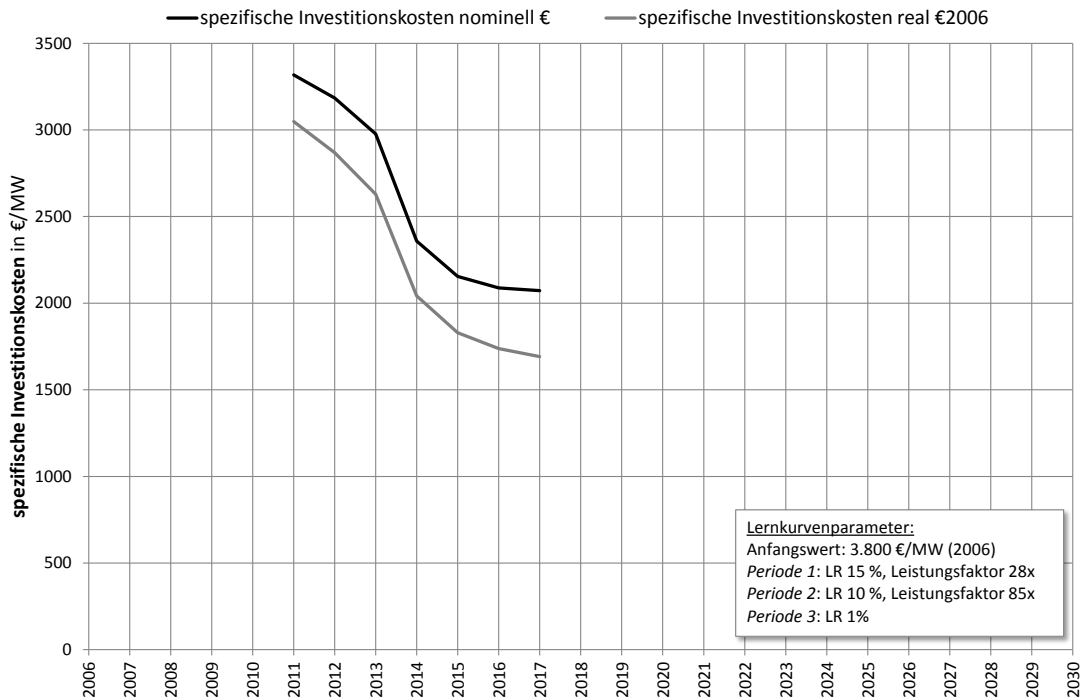
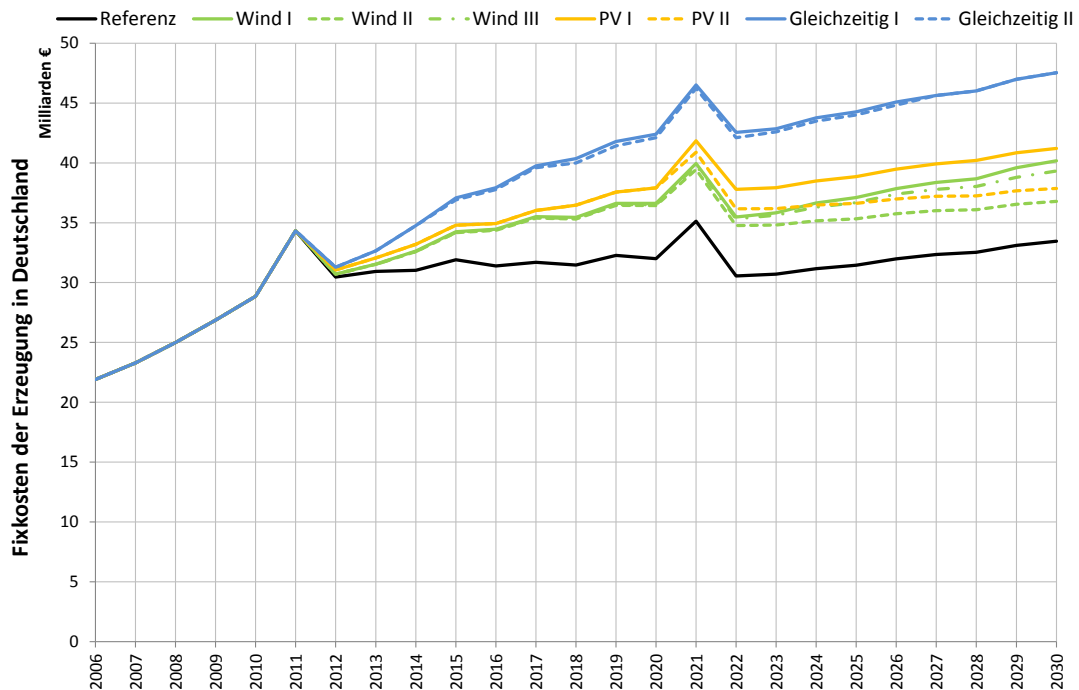


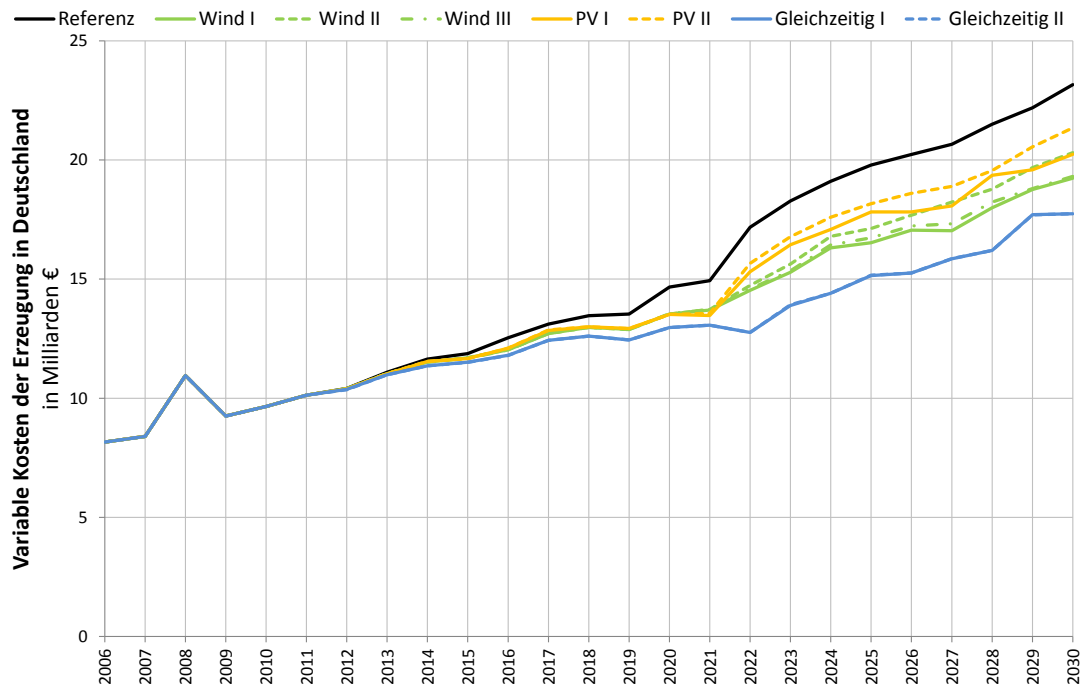
Abbildung 107: Angenommener Verlauf der Investitionskosten von Wind offshore in Deutschland

8.2.4 Verläufe der wirtschaftlichen Größen für die Wertigkeit von Wind und PV

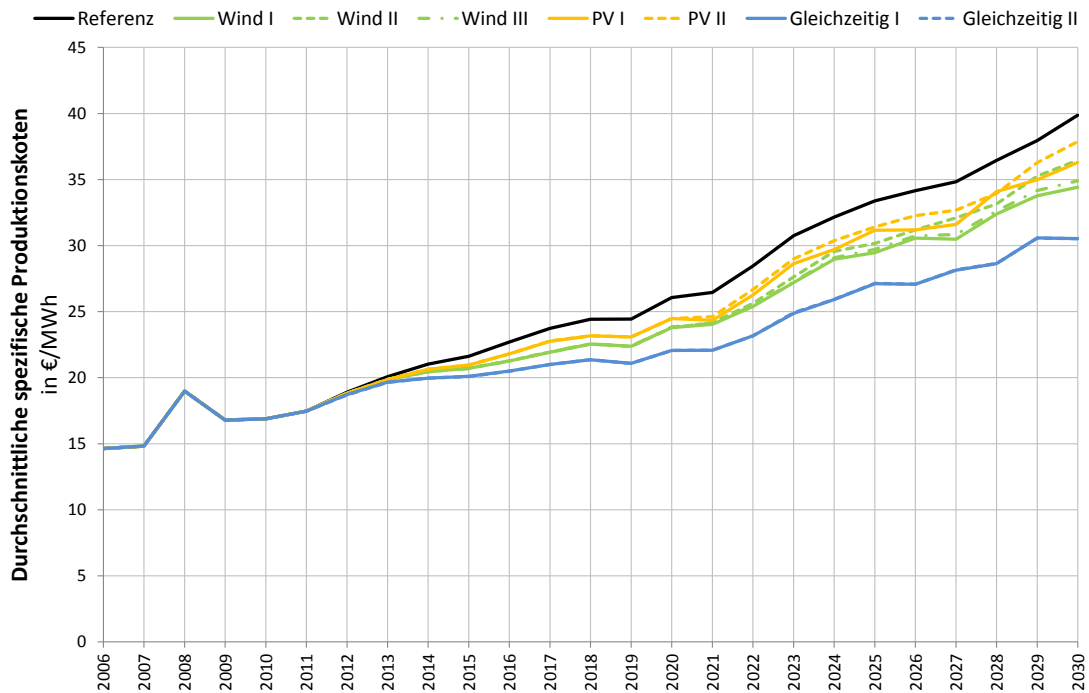
8.2.4.1 Verlauf der absoluten Fixkosten



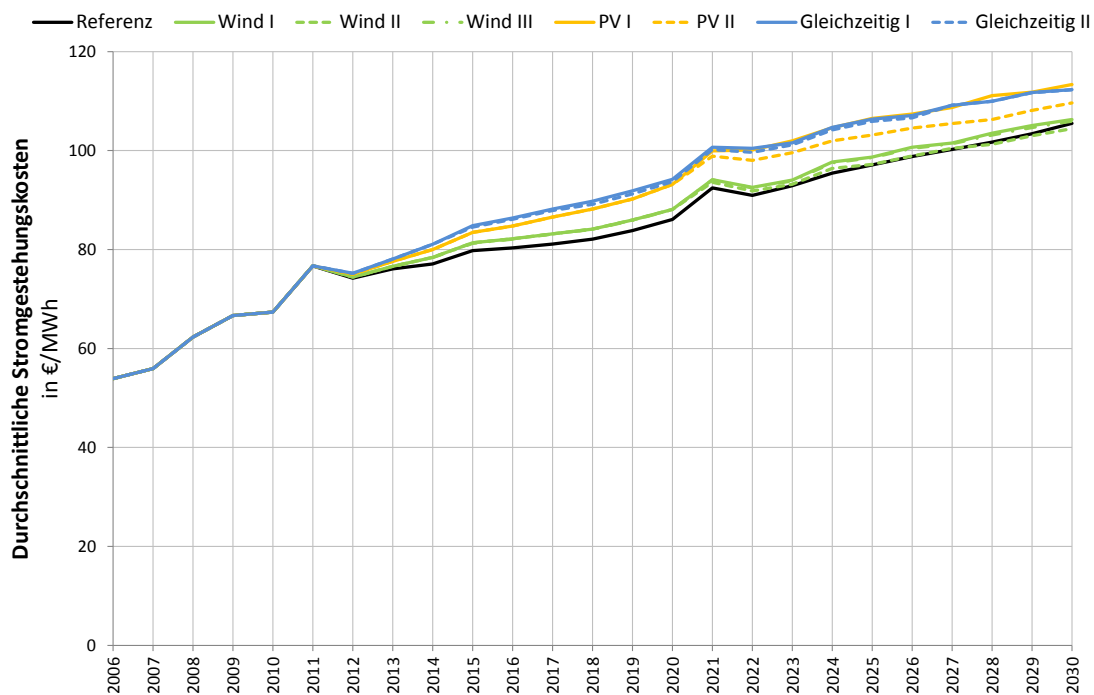
8.2.4.2 Verlauf der absoluten variablen Kosten



8.2.4.3 Verlauf der jährlichen absoluten spezifischen Produktionskosten



8.2.4.4 Verlauf der jährlichen absoluten Stromgestehungskosten



9 Abkürzungsverzeichnis

AfA	Absetzung für Abnutzung
AFK	Anfahrkosten
AusglMechV	Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus
AV	Anlagevermögen
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
BFS	Bundesamt für Statistik (Statistik Schweiz)
BKG	Bundesamt für Kartographie und Geodäsie
BMLFUW	Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft
BMU, BMUB	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit
BNA, BNetzA	Bundesnetzagentur
BtrDB	Betreiber-Datenbasis
BW	betriebswirtschaftlich
CC	Combined Cycle, englisch für Gas- und Dampfkraftwerk (GuD)
CGE	Computable General Equilibrium
CWE	Central-West Europe (Market Coupling-Gebiet)
DB	Datenbank
DC-OPF	DC Optimised Power Flow, englisch für DC-Lastflussrechnung
DWD	Deutscher Wetterdienst
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EK	Eigenkapital
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EOM	Energy Only-Markt
EPEX	European Power Exchange (EPEX Spot)
EPM	Engpassmanagement
EstG	Einkommensteuergesetz
ETS	Emissions Trading System, europäisches Emissionshandelssystem
EU	Europäische Union
EUA	EU Allowance, Emissionshandelszertifikat
EWP	Eigenwirtschaftlichkeitspreis
FK	Fremdkapital
GADM	Global Administrative Areas Database
GIS	Geoinformationssystem
GT	Gasturbine
GuD	Gas- und Dampfkraftwerk
GuV	Gewinn- und Verlustrechnung
GW	Gigawatt
HGÜ	Hochspannungs-Gleichspannungsübertragung
ISE	Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme
IWES	Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik
JRC	Joint Research Centre der Europäischen Kommission
KR	Konsumentenrente
KS	Kapitalstock
kV	Kilovolt
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LM	Langzeitmittelwert

MCA	Multi Criteria Analysis, englisch für Multikriterienanalyse
MCP	Market Clearing Price, englisch für Markträumungspreis
MW	Megawatt
MW _{br}	Megawatt brutto (inkl. Eigenverbrauch)
MWh _{el}	elektrische Megawattstunde
MWh _{th}	thermische Megawattstunde
NaREM	Marktdesign für nachhaltige regionale elektrische Energiemärkte (Projekt)
NASA	National Aeronautics and Space Administration
NEP	Netzentwicklungsplan
NTC	Net Transfer Capacity, englisch für Nettoübertragungskapazität
NUTS	Nomenclature des unités territoriales statistiques, norm. räuml. Bezugseinheit
NWE	North-Western Europe (Market Coupling-Gebiet)
OMC	Open Market Coupling
OTC	Over the Counter, englisch für bilateralen Handel
PR (PV)	Performance Ratio, Kennzahl für Photovoltaikanlagen
PR (Markt)	Produzentenrente
PST	Phasenschiebertransformator
PTDF	Power Transfer Distribution Factor
PV	Photovoltaik
RADAG	Rheinkraftwerk Albrück-Dogern AG
RAV	Regelarbeitsvermögen
RES	Renewable Energy Sources, englisch für Erneuerbare Energien
SDL	Systemdienstleistung
SLKW	Spitzenlastkraftwerk
TRM	Transmission Reliability Margin, engl. f. Sicherheitsmarge bei der Übertragung
TSO	Transmission System Operator, englisch für Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB)
TWh	Terawattstunde
TYNDP	Ten Year Net Development Plan, Zehnjahresplan f. d. Netzentwicklung in Europa
UBA	Umweltbundesamt
UCTE	Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity, Vorgänger d. ENTSO-E
UGB	Unternehmensgesetzbuch
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UV	Umlaufvermögen
VLS	Volllaststunde
VW	volkswirtschaftlich
W _{el}	Elektrische Arbeit (Energie)
WKA	Windkraftanlage
WKNE	Windkraftnutzungseignungsdaten
ZAMG	Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik

10 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Übersicht über die berücksichtigten Kraftwerke (links) und Leitungen (rechts) in ATLANTIS	10
Abbildung 2: Simulationsablauf in ATLANTIS	12
Abbildung 3: Schematische Darstellung des Gesamtmarktmodells in ATLANTIS	14
Abbildung 4: Schematische Darstellung des Zonenpreismodells in ATLANTIS	14
Abbildung 5: Übersicht über die Bilanz von österreichischen Kapitalgesellschaften	20
Abbildung 6: Übersicht über die Gewinn- und Verlustrechnung österreichischer Kapitalgesellschaften	21
Abbildung 7: Verlauf der installierten Leistung in der angenommenen Beispielrechnung	27
Abbildung 8: Energiemix und mittlerer Marktpreis als Ergebnis der Simulationsrechnung	28
Abbildung 9: Simulierte Kosten und Erlöse des thermischen Unternehmens	29
Abbildung 10: Kosten und Erlöse des thermischen Unternehmens mit Verlauf des EWP	29
Abbildung 11: Simulierte Kosten und Erlöse des Wasserkraftunternehmens	30
Abbildung 12: Kosten und Erlöse des Wasserkraftunternehmens dargestellt mit dem EWP	30
Abbildung 13: Simulierte Kosten und Erlöse des Windunternehmens	31
Abbildung 14: Simulierte Kosten und Erträge des Startup-Unternehmens	32
Abbildung 15: Verlauf der simulierten Fixkosten nach Unternehmen / Kraftwerkstyp-Aggregat.....	35
Abbildung 16: Verlauf der simulierten Fixkosten nach Inbetriebnahmejahr	35
Abbildung 17: Endgültige Entwicklung des Kraftwerksparks im Referenzszenario	37
Abbildung 18: Angenommene Entwicklung der zusätzlich installierten Windkrafterzeugung im Szenario „Windausbau“	38
Abbildung 19: Endgültige Entwicklung des Kraftwerksparks im Szenario „Windausbau“	39
Abbildung 20: Annahme zum PV-Ausbau 2012-2030 in Deutschland für das Szenario „Photovoltaikausbau“	40
Abbildung 21: Endgültige Entwicklung des Kraftwerksparks im Szenario „PV-Ausbau“	40
Abbildung 22: Entwicklung des Kraftwerksparks im Szenario „gemeinsamer Ausbau“	41
Abbildung 23: Angebot und Nachfrage am Markt	43
Abbildung 24: Ansatz zur Berechnung des Anteils zusätzlicher PR und KR aus Börsenhandel.....	49
Abbildung 25: Einfluss von Mustrun-Einheiten auf die Ermittlung der Produzentenrente	51
Abbildung 26: Veränderungen von Produzenten- und Konsumentenrente durch den Redispatch von einzelnen Kraftwerkseinheiten (schematisch)	53
Abbildung 27: Marktanteile der größten deutschen Stromunternehmen	56
Abbildung 28: Der im Modell hinterlegte Kraftwerkspark nach zugeordnetem Eigentümer 2005 (links) und Zubauten bis 2011 (rechts).....	58
Abbildung 29: Angenommene Brennstoffpreise im Modell ATLANTIS (2006-2011, DE).....	59
Abbildung 30: „Best Case“-Simulationsergebnis für KR und PR der Strombörse in Deutschland.....	60
Abbildung 31: Erträge bewertet mit dem Marktpreis und variable Produktionskosten im „Best Case“ in Deutschland	61
Abbildung 32: Simulationsergebnis für KR und PR der Strombörse in Deutschland mit und ohne Berücksichtigung physikalischer Limits des Netzes.....	62
Abbildung 33: Reduktion von KR und PR sowie zusätzliche Einsatzkosten, hervorgerufen durch die simulierten physikalischen Einschränkungen des Netzes	63

Abbildung 34: Simulierte Elektrizitätsbilanz Deutschlands im gesamteuropäischen Kontext bei Annahme einer Kupferplatte (links) und unter Berücksichtigung des Netzes (rechts).....	63
Abbildung 35: Gegenüberstellung der Simulationsergebnisse von Fixkosten und Produzentenrente in den Betrachtungsjahren in Deutschland	64
Abbildung 36: Mittlere Sensitivitäten der Brennstoffpreise für die Jahre 2006-2011.....	66
Abbildung 37: Gegenüberstellung der Sensitivitäten aus den Einzeljahren 2006 und 2008	66
Abbildung 38: Verlauf der Sensitivitäten im Vergleich zur Differenz der absoluten Brennstoffpreise von Kohle und Erdgas.....	67
Abbildung 39: Zuwachsraten der installierten Leistung (Durchschnitt).....	69
Abbildung 40: Entwicklung der EEG-Umlage.....	70
Abbildung 41: Leistungsbilanzen im deutschen Stromnetz 2013 und 2023.	79
Abbildung 42: Verteilung der mittleren Windgeschwindigkeiten im deutschen Bundesgebiet.....	80
Abbildung 43: Mittlere Sonneneinstrahlung bei optimal geneigter PV-Anlage in Europa	81
Abbildung 44: Verlauf der Investitionskosten von Onshore-Windenergieanlagen in Deutschland	82
Abbildung 45: Systempreise (netto) bis 10 kWp für Endkunden und historische Entwicklung der Preise für PV-Module (Lernkurve).....	83
Abbildung 46: Schematische Darstellung der Korrelationsanalyse.....	85
Abbildung 47: Korrelation der stündlichen Last- und Erzeugungsmittelwerte.....	86
Abbildung 48: Korrelation der täglichen Last- und Erzeugungsmittelwerte.....	87
Abbildung 49: Korrelation der monatlichen Last- und Erzeugungsmittelwerte	87
Abbildung 50: Berechnete monatliche Mittelwerte der Last und der Erzeugung aus Wind (onshore) und PV.....	88
Abbildung 51: Extremfall der Einspeisung von Offshore Windparks.	89
Abbildung 52: Simulationsaufbau zur Bestimmung der Wertigkeit von Wind und PV nach Szenarien	91
Abbildung 53: Abgerufene Energie nach Redispatch jener thermischer Szenariokraftwerke, die weniger als 10 % der verfügbaren Jahresenergie produzieren.....	92
Abbildung 54: Windzonen für die Unternehmensmodellierung inklusive der modellierten Windkraftstandorte in ATLANTIS	93
Abbildung 55: Windkraftnutzungsseignungsdaten des DWD als 1x1 km-Raster. Eigene Darstellung	95
Abbildung 56: Anzahl berücksichtigter Anlagen	98
Abbildung 57: Ermittelte Volllaststunden je Anlage nach DWD-Referenzertrag.....	99
Abbildung 58: Vergleich der mittleren bzw. maximalen Volllaststunden je Bundesland aus eigenen Berechnungen und einer Potentialstudie des BWE	100
Abbildung 59: Mittelung der Jahreseinstrahlungswerte (links) von einem 1x1 km-Raster auf die NUTS2-Ebene (rechts).	102
Abbildung 60: Bandbreite der gemittelten Volllaststunden je NUTS2-Gebiet	103
Abbildung 61: Resultierendes RAV aus der Modellierung und Anteile der NUTS2-Gebiete an der zugebauten installierten Leistung der Szenario-PV-Anlagen (Balken)	104
Abbildung 62: Entwicklung der CO ₂ -Emissionen nach simulierten Szenarien	106
Abbildung 63: relative Reduktionen der CO ₂ -Emissionen nach simulierten Szenarien	107
Abbildung 64: Simulationsergebnisse für Eingespeiste Energie und durch negativen Redispatch verlorene Energiemenge im Szenario „Windausbau I“	108
Abbildung 65: Simulationsergebnisse für Eingespeiste Energie und durch negativen Redispatch verlorene Energiemenge im Szenario „Windausbau III“	109

Abbildung 66: Simulationsergebnisse für Eingespeiste Energie und durch negativen Redispatch verlorene Energiemenge im Szenario „Photovoltaik-Ausbau I“	110
Abbildung 67: Vergleich des Redispatchbedarfs zwischen ausschließlichem und gleichzeitigem Ausbau von Wind und Photovoltaik.....	110
Abbildung 68: Veränderungen der simulierten Fixkosten im Vergleich zum Referenzszenario.....	111
Abbildung 69: Veränderungen der simulierten variablen Kosten im Vergleich zum Referenzszenario	112
Abbildung 70: Energieerzeugung der unterschiedlichen Ausbauszenarien nach Redispatch im Vergleich.....	113
Abbildung 71: Veränderungen der simulierten spezifischen variablen Produktionskosten im Vergleich zum Referenzszenario	114
Abbildung 72: Veränderungen der simulierten jährlichen Stromgestehungskosten im Vergleich zum Referenzszenario	115
Abbildung 73: Direkte Gegenüberstellung der fixen und variablen Kosten (inkl. Importe) für die Szenarien „Wind-Ausbau I“ und „PV-Ausbau I“	116
Abbildung 74: Kostenaufschlüsselung für das Gesamtsystem in Deutschland für die Szenarien „Wind-Ausbau I“ und „PV-Ausbau I“	116
Abbildung 75: Kostenaufschlüsselung für das Gesamtsystem in Deutschland für die Szenarien „Wind-Ausbau II“ und „PV-Ausbau II“	117
Abbildung 76: Fixe und variable Kosten der Szenarien „Windausbau II“ und „PV-Ausbau II“ im Vergleich zum Referenzszenario	118
Abbildung 77: „Gewinn- und Verlustrechnung“ der explizit modellierten Windunternehmen im Szenario „Windausbau II“	118
Abbildung 78: Geographische Verteilung der Stromgestehungskosten in Deutschland im Zeitverlauf	119
Abbildung 79: Verlauf der Kosten und Erlöse der Offshore-Windenergie im Szenario „Windausbau I“	120
Abbildung 80: Darstellung der wegfallenden Windkapazitäten durch Limitierung des zulässigen Redispatches laut Simulation	121
Abbildung 81: Veränderungen der Fixkosten und variablen Kosten im Vergleich zwischen Szenario „Windausbau I“ und dem um 5.000 MW reduzierten Szenario „Windausbau III“	122
Abbildung 82: Erzeugte Energie aus Szenariowindkraftanlagen in der Gegenüberstellung mit den zusätzlichen Kosten im Vergleich zum Referenzszenario	122
Abbildung 83: Preisverlauf des ECarbix an der EEX im Q1 2014	126
Abbildung 84: Vermeidungskostenkurve für Treibhausgasemissionen im Energiesektor in Deutschland 2020.	127
Abbildung 85: Spezifische CO ₂ -Emissionen aufgetragen über einer mittleren Angebotskurve (maximal verfügbare Leistungen) im Jahr 2010 für das deutsch-österreichische Marktgebiet.....	128
Abbildung 86: Unterschiedliche Angebotskurven bei verschiedenen Niveaus des CO ₂ -Zertifikatepreises.....	129
Abbildung 87: Preisvariation bei 10 €/t und 200 €/t CO ₂ -Zertifikatepreis	130
Abbildung 88: Verhältnis (einheitslos) von eingesetztem Kapital (€/a) zu eingesetzter Arbeit (€/a) ausgewählter Produktionssektoren in Österreich 2010. Datenquelle: (Statistik Austria, 2014)	132
Abbildung 89: Verlauf von Brutto- und Nettokapitalstock der deutschen Elektrizitätswirtschaft im Referenzszenario nach betriebswirtschaftlicher (BW) und volkswirtschaftlicher Bewertung (VW).....	137

Abbildung 90: Verlauf der Kapitalstockveränderung nach simuliertem Szenario	138
Abbildung 91: Unterschied zwischen betriebswirtschaftlicher und volkswirtschaftlicher Bewertung unter Einfluss von Lernkurveneffekten	138
Abbildung 92: Kapitalproduktivität im Referenzszenario nach unterschiedlicher Bewertungsmethode.....	140
Abbildung 93: Verlauf der Kapitalproduktivität auf Basis des Bruttokapitalstocks (VW) in den unterschiedlichen Szenarien	141
Abbildung 94: Verlauf der Kapitalproduktivität auf Basis des Nettokapitalstocks (BW) in den unterschiedlichen Szenarien	141
Abbildung 95: Auswertung der Altersstruktur des deutschen Kraftwerksparks im Zeitverlauf aus der ATLANTIS-Simulation des Referenzszenarios	144
Abbildung 96: Einsatzgebiete thermischer Kraftwerke und deren Eigenschaften im Zeitverlauf	144
Abbildung 97: Unterscheidung der Einheiten aus dem Referenzszenario nach Einsatz und Auslastung	146
Abbildung 98: Sinnhaftigkeit einer Laufzeitverlängerung von Gasturbinenkraftwerken anhand der Kostendifferenz unter Variation des Brennstoffpreises: Eine positive Kostendifferenz steht für die Sinnhaftigkeit einer Verlängerung, eine negative Differenz für den sofortigen Neubau	149
Abbildung 99: Wie Abbildung 98, nur für Gas-Dampf-Kombikraftwerke	149
Abbildung 100: Verlauf der Abschreibungen der aufgeschobenen drei Kraftwerke im Vergleich	151
Abbildung 101: Verlauf der Zinsen (Annahme 6 %) der aufgeschobenen Kraftwerke im Vergleich.....	151
Abbildung 102: Verlauf der variablen Kostender drei aufgeschobenen Kraftwerke	152
Abbildung 103: Abgezinste Barwerte der Differenzen von Abschreibung, Zinsen und variablen Kosten unter Variation von Beobachtungszeitraum und Zinssatz aus Sicht des Unternehmens	153
Abbildung 104: Abgezinste Barwerte der Differenzen von Abschreibung, Zinsen und variablen Kosten unter Variation von Beobachtungszeitraum und Zinssatz aus Sicht des Gesamtsystems	154
Abbildung 105: Angenommener Verlauf der Investitionskosten von PV in Deutschland.....	164
Abbildung 106: Angenommener Verlauf der Investitionskosten von Wind onshore in Deutschland	164
Abbildung 107: Angenommener Verlauf der Investitionskosten von Wind offshore in Deutschland	165

11 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Ergebnisse aus der Beispielrechnung und resultierender Gewinn.....	34
Tabelle 2: Installierte Leistungen (in MW) für 2011 bzw. 2012 in Deutschland aus Modelldaten und aus realen Unternehmensdaten.	58
Tabelle 3: Zusammengefasste Ergebnisse aus der Untersuchung des „Best Case“ für Deutschland	61
Tabelle 4: Ergebnisse der Volllaststunden-Modellierung auf Basis von NASA-Daten und der Annahme von 1624 mittleren Gesamt-Volllaststunden in Deutschland	96
Tabelle 5: Ergebnisse der Volllaststunden-Modellierung auf Basis der DWD-Daten und der Bestandsanlagen der BetrDB	98
Tabelle 6: Gegenüberstellung von Erzeugung und Zusatzkosten des Windausbaus I und III	123
Tabelle 7: Zusammenfassung der Ergebnisse	124
Tabelle 8: Kapitalintensitäten (eigene Berechnung) des Sektors Energie- und Wasserversorgung (NACE 1.1 Sektor E) und Datengrundlage zur Berechnung. Datenquelle: (eurostat, 2014)	131
Tabelle 9: Einteilung des Vermögens nach Haslinger	133
Tabelle 10: Annahmen zur Abschätzung der Volllaststundengrenze.....	147
Tabelle 11: Zusammenfassung der Ergebnisse der wirtschaftlichen Betrachtung von Wind und Photovoltaik auf Basis der Szenariorechnungen mit ATLANTIS.....	156

12 Literaturverzeichnis

- Agora. 2013.** *Entwicklung der Windenergie in Deutschland.* Agora Energiewende / Fraunhofer IWES. Kassel : s.n., 2013. http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Agora_Kurzstudie_Entwicklung_der_Windenergie_in_Deutschland_web.pdf.
- Bachner, Bednar-Friedl, Birk, Feichtinger, Gobiet, Gutschi, Heinrich, Kulmer, Leuprecht, Prettenthaler, Rogler, Schinko, Schüppel, Stigler, Themessl, Töglhofer und Wagner. 2013.** *Impacts of Climate Change and Adaptation in the Electricity Sector.* Graz : Wegener Center Verlag, 2013. <http://wegc203116.uni-graz.at/publ/wegcreports/2013/WCV-SciRep-No51-GBachneretal-Apr2013.pdf>. ISBN 978-3-9503112-8-0.
- Bamberg, Günter und Coenenberg, Adolf Gerhard. 1981.** *Betriebswirtschaftliche Entscheidungslehre.* 3. Auflage. München : Verlag Franz Vahlen GmbH, 1981. ISBN 3 8006 0872 3.
- Barth, Peter. 2013.** *Energiewende in Deutschland: politische oder technisch-wirtschaftliche Herausforderung?* Graz : s.n., 2013. Beitrag zur 51. OGE-Fachtagung .
- BDEW. 2012.** *Wettbewerb 2012 - Wo steht der deutsche Energiemarkt? 2012.* [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/8CF41C4A9D744B5DC1257AAD005326D9/\\$file/121023-BDEW-Wettbewerb-Dt-Energiemarkt-longVersion-WEB.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/8CF41C4A9D744B5DC1257AAD005326D9/$file/121023-BDEW-Wettbewerb-Dt-Energiemarkt-longVersion-WEB.pdf).
- BFS. 2009.** *Nichtfinanzieller Kapitalstock - Methodenbericht.* Neuchâtel : Eidgenössisches Departement des Inneren - Bundesamt für Statistik, 2009. Arbeitsdokument. <http://www.google.at/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&ved=0CC0QFjAA&url=htt>

p%3A%2F%2Fwww.bfs.admin.ch%2Fbfs%2Fportal%2Fen%2Findex%2Fthemen%2F04%2F22%2FIndex.Document.88743.pdf&ei=Ef0iU_PGB4eFtAa4j4C4CQ&usg=AFQjCNFAL9rOhcRBEe1LL4eOoEBzGEJ3VQ&bvm=bv..

- BMU. 2013a.** *Erneuerbare Energie in Zahlen*. s.l. : Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit, AGEE-Stat, Dezember 2013a. http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/Daten_EE/Dokumente__PDFs_/ee_in_zahlen_bf.pdf.
- **2013b.** *Erneuerbare Energie in Zahlen - Update 2013*. [Dokument] s.l. : Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit, AGEE-Stat, Dezember 2013b. http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/Daten_EE/Dokumente__PDFs_/20140121_bmu_eez_herbst13_bf.pdf.
- **2010.** *Potentialermittlung für den Ausbau der Wasserkraftnutzung in Deutschland als Grundlage für die Entwicklung einer geeigneten Ausbaustrategie*. Aachen : Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 2010.
- BmWE. 2014.** *Häufig gestellte Fragen zur EEG-Reform*. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. 2014. <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/F/faq-eeg-reform,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>.
- BNA. 2012.** *Az.: 8121-12 / Szenariorahmen 2011*. s.l. : Bundesnetzagentur, 2012. http://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/I/Szenariorahmen/GenehmigungSzenariorahmenl.pdf?__blob=publicationFile.
- BNetzA. laufend.** *Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur*. laufend. http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html.
- Bode, Sven. 2013.** 52 GW Photovoltaik - und dann? *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*. 2013, Bd. 63. Jg., Heft 3, S. 22f.
- Böhringer, Christoph, Rutherford, Thomas F. und Tol, Richard S.J. 2009.** The EU 20/20/2020 targets: An overview of the EMF22 assessment. *Energy Economics*. 2009, Bd. 31, S. 268-273. (<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0140988309001935>).
- BtrDB. 2012.** *Betreiber-Datenbasis*. [Datenbank] s.l. : Jochen Keiler, 2012. <http://www.btrdb.de/>.
- Burda, Michael C. und Charles, Wyplosz. 2001.** *Makroökonomie*. München : Vahlen Verlag, 2001. ISBN 978-3-8006-2856-8.
- Burger, B. 2014.** [Online] 2014. <http://www.ise.fraunhofer.de/de/downloads/pdf-files/aktuelles/stromproduktion-aus-solar-und-windenergie-2013.pdf>.
- BWE. 2011.** *Potential der Windenergienutzung an Land (Kurzfassung)*. [Hrsg.] Bundesverband WindEnergie e.V. 2011. Studie durchgeführt vom Fraunhofer IWES; http://www.windenergie.de/sites/default/files/download/publication/studie-zum-potenzial-der-windenergienutzung-land/bwe_potenzialstudie_kurzfassung_2012-03.pdf.

- Classen, M, Vöhringer, F, Rautanen, T und Averchenkova, A. 2009.** *Studie Schweizer Emissionshandelssystem nach 2012: Auswirkungen für die Wirtschaft.* Zürich/Bern : s.n., 2009. <http://www.bafu.admin.ch/emissionshandel/05545/index.html?lang=de>.
- dena. 2010.** *Kurzanalyse der Kraftwerksplanung bis 2020 (Aktualisierung).* Berlin : Deutsche Energie-Agentur GmbH, 2010.
- Duden. 2014.** *Duden Online.* [Online-Nachschlagewerk] 2014. <http://www.duden.de/rechtschreibung/Wert>.
- DWD. 2009.** Deutscher Wetterdienst - Windgeschwindigkeit in der BRD Jahresmittel 80 m über Grund. [Online] 2009. [Zitat vom: 04. 12 2013.] http://www.dwd.de/bvbw/generator/DWDWWW/Content/Oeffentlichkeit/KU/KU1/KU12/Klimagutachten/Windenergie/Windkarten__entgeltfrei/Windkarten__80m/BRD__Poster__80m,templated=raw,property=publicationFile.pdf/BRD_Poster_80m.pdf.
- **2014a.** *Satzbeschreibung der Windkraftnutzungseignungsdaten.* Deutscher Wetterdienst. 2014a.
- **2014b.** Webseite des Deutschen Wetterdienstes - Winddaten für Deutschland. [Online] Deutscher Wetterdienst, 2014b. [Zitat vom: 7. April 2014.] http://www.dwd.de/bvbw/appmanager/bvbw/dwdwwwDesktop?_nfpb=true&_pageLabel=_dwdwww_klima_umwelt_klimadaten_deutschland&T82002gsbDocumentPath=Navigation%2FOeffentlichkeit%2FKlima__Umwelt%2FKlimadaten%2Fkldaten__kostenfrei%2Fkldat__D__gebiete__wind__node.ht.
- **2014.** WebWerdis. [Online] 2014. <http://www.dwd.de/webwerdis>.
- Ecoplan. 2012.** *Energiestrategie 2050 - volkswirtschaftliche Auswirkungen.* Bern : s.n., 2012. Studie im Auftrag des Bundesamtes für Energie.
- **2010.** *Schweizer Emissionshandelssystem: Wie weiter nach 2012?* Im Auftrag des Bundesamt für Umwelt (CH). Bern : s.n., 2010. <http://www.bafu.admin.ch/emissionshandel/05545/index.html?lang=de>.
- EEX. 2014.** *Marktdaten Emissionsrechte.* s.l. : European Energy Exchange, 2014. <http://www.eex.com/de/marktdaten/emissionsrechte/spotmarkt/ecarbix>.
- **2014a.** *Webseite der EEX.* 2014a. <https://www.eex.com/de/produkte/emissionsberechtigungen/auktion-von-emissionsberechtigungen>.
- eHyd. 2014.** Portal für hydrographische Daten Österreichs. [Online] Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft (BMLFUW), 2014. <http://ehyd.gv.at/>.
- ENTSO-E. 2012.** Data Portal. [Online] 2012. [Zitat vom: 7. 2 2013.] <https://www.entsoe.eu/data/data-portal/>.
- **2010.** *Load and Consumption Data: Specificities of Member Countries.* 2010. https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/ce/Load_and_Consumption_Data.pdf.

- EPEX Spot. 2014.** Webseite der EPEX Spot. [Online] 2014.
<https://www.epexspot.com/de/produkte/auktionshandel/deutschland-oesterreich>.
- **2014a.** Webseite der EPEX Spot. [Online] 2014a.
http://www.epexspot.com/de/Marktkopplung/ein_wesentlicher_schritt_zur_marktintegration.
- EU. 2012.** *Europäisches System Volkswirtschaftlicher Gesamtrechnungen (ESVG) 1995*. [Hrsg.] Rat der Europäischen Kommission. 2012.
<http://circa.europa.eu/irc/dsis/nfaccount/info/data/esa95/de/esa00039.htm>.
- Eurelectric. 2011.** *RES Integration and Market Design*. Brüssel : s.n., 2011.
http://www.eurelectric.org/media/26300/res_integration_lr-2011-030-0464-01-e.pdf.
- eurostat. 2014.** *Europäische Statistik*. [Hrsg.] Europäische Kommission. 2014.
http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/statistics/search_database.
- EZG. 2012.** *Gutachten zur Ermittlung des erforderlichen Netzausbaus im deutschen Übertragungsnetz*. Energiezentrum Graz; IEE, IFEA, IHS. Graz : s.n., 2012. Gutachten im Auftrag der Bundesnetzagentur.
- Fath, Jan, Gutschi, Christoph, Schüppel, Andreas und Stigler, Heinz. 2011.** *Stochastischer Ansatz zur Bestimmung der gesicherten Leistung eines Kraftwerksparks*. Wien : s.n., 2011. Beitrag zur 7. Internationalen Energiewirtschaftstagung 2011 an der TU Wien.
- Feess, Eberhard. 2004.** *Mikroökonomie*. Marburg : Metropolis Verlag, 2004. ISBN 3-89518-491-8.
- Frantze, Anton. 1999.** *Grundlagen der Volkswirtschaftslehre*. Stuttgart : Schäffer-Poeschel, 1999. ISBN 3-7910-1261-4.
- Frayner, Julia und Uludere, Nazli Z. 2001.** What is it Worth? Application of Real Options Theory to the Valuation of Generation Assets. *The Electricity Journal*. 2001, S. 40-50.
- frontier economics. 2008.** *Kosten von Stromversorgungsunterbrechungen*. 2008. Präsentation.
http://www.frontier-economics.com/_library/pdfs/PRS-Frontier-REW_VOLL%20Study_18082008-stc.pdf.
- **2006.** *Ökonomische Bewertung verschiedener Engpassmanagementmethoden*. frontier economics, consentec und IAEW. London : frontier economics, 2006. Bericht für die BNetzA.
- Gabler. 2014.** Gabler Wirtschaftslexikon (online), Stichwort: Zeitwert. [Online] 2014. [Zitat vom: 18. 04 2014.] <http://wirtschaftslexikon.gabler.de/Archiv/16867/zeitwert-v12.html>.
- Giesecke, Jürgen und Mosonyi, Emil. 2009.** *Wasserkraftanlagen - Planung, Bau und Betrieb*. 5. Auflage. Berlin Heidelberg : Springer Verlag, 2009. ISBN 978-3-540-88988-5.
- Gruber, Harald Franz. 2014.** *Szenarientwicklung für die europäische Energiewirtschaft: Einflussfaktoren, Datenlage und aktuelle Entwicklungen*. Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation der Technischen Universität Graz. Graz : s.n., 2014. Masterarbeit.
- Heno, Rudolf. 2011.** *Jahresabschluss nach Handelsrecht, Steuerrecht und internationalen Standards (IFRS)*. Heidelberg : Physica Verlag, 2011. ISBN 978-3-7908-2766-8.

- Hirschl, Bernd, Böther, Timo, Schröder, André und Heinbach, Katharina. 2010.** *Wertschöpfung und Beschäftigung durch Windenergie in Baden-Württemberg in den Jahren 2010 und 2020.* Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW). Berlin : s.n., 2010.
- Hirth, Lion. 2013.** The market value of variable renewables. *Energy Economics.* 2013, Bd. 38, S. 218-236.
- . **2012.** *The Optimal Share of Variable Renewables.* Vattenfall Europe AG. 2012. Working Paper. <http://ssrn.com/abstract=2054073>.
- Hübler, Michael und Löschel, Andreas. 2013.** *The EU Decarbonisation Roadmap 2050: What Way to Walk?* Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung GmbH (ZEW). 2013. Discussion Paper. <http://ftp.zew.de/pub/zew-docs/dp/dp12055.pdf>.
- Huld, T., Müller, R. und Gambardella, A. 2012.** A new solar radiation database for estimating PV performance in Europe and Africa. *Solar Energy.* 2012, 86, S. 1803-1815.
- Hütter, Daniel. 2014.** *Kapazitätsmärkte unter den Aspekten der Versorgungssicherheit und der Entwicklung der Erzeugungskosten.* Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation der Technischen Universität Graz. Graz : s.n., 2014. Dissertation.
- ifeu & gws. 2012.** *Volkswirtschaftliche Effekte der Energiewende.* Osnabrück und Heidelberg : s.n., 2012. Studie im Auftrag des BMUB.
- ISE. 2014.** *Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland.* Fraunhofer ISE. 2014.
- . **2012.** *Photovoltaics Report.* Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme. 2012. Präsentation. <http://www.ise.fraunhofer.de/en/downloads-englisch/pdf-files-englisch/photovoltaics-report.pdf>.
- IWES. 2012.** *Windenergiereport Deutschland 2011.* Kassel : Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik, 2012.
- . **2013.** *Windenergiereport Deutschland 2012.* Kassel : Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik, 2013. ISBN 978-3-8396-0536-3.
- . **2007.** *Windmonitor - Anlagenpreise (real).* Fraunhofer IWES. 2007. Webseite. http://windmonitor.iwes.fraunhofer.de/windwebdad/www_reisi_page_new.show_page?page_nr=466&lang=de.
- Jeske, Till und von Hirschhausen, Christian. 2005.** Offshore Windenergie: Studie zur Rentabilität von Offshore-Windparks in der Deutschen Nord- und Ostsee. *Zeitschrift für Energiewirtschaft.* Vol. 29 No. 1, 2005.
- Kalt, Gerald, Lang, Bernhard und Schmidl, Johannes. 2013.** *Fördersysteme für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern.* Austrian Energy Agency. Wien : s.n., 2013. Studie im Auftrag des BMLFUW.
- Kaschnitz, Klaus. 2014.** *Netzbetriebliche Herausforderungen der Energiewende.* Graz : s.n., 2014. Beitrag zum 13. Symposium Energieinnovation an der Technischen Universität Graz. http://portal.tugraz.at/portal/page/portal/Files/i4340/eninnov2014/files/pr/PR_Kaschnitz.pdf.

- Konstantin, Panos. 2007.** *Praxisbuch Energiewirtschaft*. Berlin Heidelberg : Springer Verlag, 2007. ISBN 978-3-540-35377-5.
- Kumbaroglu, Gürkan, Madlener, Reinhard und Demirel, Mustafa. 2008.** A real options evaluation model for the diffusion prospects of new renewable power generation technologies. *Energy Economics* 30. 2008, S. 1882-1908.
- Langmann, Gernot. 2010.** *Real- und nominalwirtschaftliche Analyse des deutschen Elektrizitätsmarktes*. Volkswirtschaft, Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation der Technischen Universität Graz. Graz : s.n., 2010. Masterarbeit.
- Laser, J. 2000.** *Basiswissen Volkswirtschaftslehre*. s.l. : Oldenburg Verlag, 2000. ISBN 3-486-24716-6.
- Lechner, Karl, Anton, Egger und Schauer, Reinbert. 2003.** *Einführung in die Allgemeine Betriebswirtschaftslehre*. Wien : Linde Verlag, 2003. ISBN 3-7073-0515-5.
- Malberg, Horst. 2007.** *Meteorologie und Klimatologie - Eine Einführung, 5. Auflage*. Berlin : Springer-Verlag, 2007. ISBN 3-540-37219-9.
- Mankiw, Gregory N. 2000.** *Makroökonomik*. Stuttgart : Schäffer-Poeschel Verlag, 2000. ISBN 3-7910-1615-6.
- McKinsey. 2009.** *Kosten und Potenziale der Vermeidung von Treibhausgasemissionen in Deutschland*. McKinsey&Company. 2009. Studie im Auftrag des BDI initiativ - Wirtschaft für Klimaschutz. http://www.bdi.eu/download_content/Publikation_Treibhausgasemissionen_in_Deutschland.pdf.
- Moidl, Forster, Nährer, Hantsch, Fliegenschnee-Jaksch, Kirchner, Adensam und Jamek. 2011.** *Wirtschaftsfaktor Windenergie: Arbeitsplätze - Wertschöpfung in Österreich*. Wien : s.n., 2011. Studie im Auftrag des BMVIT.
- Mono, René und Glasstetter, Peter. 2012.** *Windpotential im räumlichen Vergleich*. 2012. http://100-prozent-erneuerbar.de/wp-content/uploads/2013/07/Windpotenzial-im-raeumlichen-Vergleich_100pes.pdf.
- Nacht, Thomas. 2010.** *Lastflussbasierte Optimierungsalgorithmen in der Elektrizitätswirtschaft*. eingereicht am Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation der Technischen Universität Graz. Graz : s.n., 2010. Diplomarbeit.
- Nacht, Thomas und Stigler, Heinz. 2013.** *Anforderungen an Pumpspeicherkraftwerke in der neuen Elektrizitätswirtschaft*. Beitrag zur 8. Internationalen Energiewirtschaftstagung (IEWT) Wien : s.n., 2013.
- . **2014.** *Die Erhöhung des Wertes erneuerbarer Einspeisung durch Pumpspeicherkraftwerke*. Graz : s.n., 2014. Beitrag zum 13. Symposium Energieinnovation 2014 an der TU Graz.
- NASA. 1983-2005.** *Surface Meteorology and Solar Energy*. [Hrsg.] NASA Atmospheric Science Data Center(ASDC). 1983-2005. <https://eosweb.larc.nasa.gov/sse/>.
- NEP. 2012.** *Netzentwicklungsplan 2012*. 50 Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW. 2012.

- , **2013**. *Netzentwicklungsplan 2013 - zweiter Entwurf der ÜNB*. [Hrsg.] 50 Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH. 2013.
http://www.netzentwicklungsplan.de/_NEP_file_transfer/NEP_2013_2_Entwurf_Teil_1_Kap_1_bis_9.pdf.
- Neuhoff, Karsten, Diekmann, Jochen, Gebraulet, Clemens, Kemfert, Claudia, Kunz, Friedrich, Schill, Wolf-Peter, Schwenen, Sebastian, Traber, Thure und von Hirschhausen, Christian. 2013**. *DIW Wochenbericht Nr. 48: Sicherung der Stromversorgung*. Berlin : DIW, 2013. Forschungsbericht.
- Nischler, Gernot. 2009**. *Engpassmanagement auf grenzüberschreitenden Leitungen - Aktuelle Entwicklungen und Modellierungsansätze*. Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation. Graz : s.n., 2009. Diplomarbeit.
- Nischler, Gernot und Stigler, Heinz. 2014**. *Netzausbauplanung und künftige Erzeugungsstruktur*. Graz : s.n., 2014. Veröffentlichung im Rahmen des 13. Symposium Energieinnovation, TU Graz.
- Nischler, Gernot. 2014**. *Zukunftsorientierte elektrizitätswirtschaftliche Netzentwicklung*. Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation der Technischen Universität Graz. Graz : s.n., 2014. Dissertation.
- Niu, Dongxiao, Fang, Fang, Zhou, Kun und Liu, Jinpeng. 2011**. Feasibility Evaluation for Wind Power Generation Based on Rough Set Theory. *Procedia Engineering* 15. 2011, S. 5046-5050.
- Ockenfels, Axel, Grimm, Veronika und Zoetl, Gregor. 2008**. *Strommarktdesign - Preisbildungsmechanismus im Auktionsverfahren für stromstundenkontrakte an der EEX*. 2008. Gutachten.
- Pattis, Florian. 2012**. *Modellierung der Stromerzeugung aus Photovoltaik in Deutschland*. Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation. s.l. : Technische Universität Graz, 2012. Diplomarbeit.
- Pojer, Doris. 2010**. *Umfassende Analyse der Elektrizitätswirtschaft in den Ländern Österreich, Schweiz, Tschechien*. Betriebswirtschaft, Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation der Technischen Universität Graz. Graz : s.n., 2010. Masterarbeit.
- Pototschnig, Alberto. 2011**. *Investment Prospects and Governance issues - A view from the Regulators*. Stockholm : s.n., 2011. Beitrag im Rahmen der Eurelectric Annual Conference.
- Pozo, David, Contreras, Javier und Sauma, Enzo. 2012**. If you build it, he will come: Anticipative power transmission planning. *Energy Economics* 36. 2012, S. 135-146.
- Röttinger, Josef. 1908**. *Wertbestimmung von Wasserkraften und Wasserkraftanlagen*. Leipzig : Dr. Werner Klinkhardt, 1908.
- Samuelson, Paul A. und Nordhaus, William D. 2007**. *Volkswirtschaftslehre*. 3. Auflage. Landsberg am Lech : mi-Fachverlag, 2007. ISBN 978-3-636-03112-9.
- Schmalwasser, Oda und Weber, Nadine. 2012**. *Revision der Anlagevermögensrechnung für den Zeitraum 1991 bis 2011*. Destatis (Statistisches Bundesamt Deutschland). Wiesbaden : s.n., 2012. S. 933-946.

https://www.destatis.de/DE/Publikationen/WirtschaftStatistik/VGR/RevisionAnlagevermoegensrechnung_112012.pdf?__blob=publicationFile.

Schüle, Volker. 2013. *Anpassung bestehender thermischer Kraftwerke an die Anforderungen durch die Energiewende.* Graz : s.n., 2013. Beitrag zur OGE Fachtagung 2013.

Schüppel, Andreas. 2010. *Modellierungsansätze zur Beschreibung dargebotsabhängiger Stromerzeugung.* Graz : Technische Universität Graz, Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation (IEE), 2010. Diplomarbeit.

Schüppel, Andreas und Stigler, Heinz. 2013. *Bewertung historischer und künftiger Investitionen in der Elektrizitätswirtschaft auf Basis des Kapitalstockkonzepts.* Wien : s.n., 2013.

Tagungsband/Website zur 8. Internationalen Energiewirtschaftstagung an der TU Wien.

http://eeg.tuwien.ac.at/eeg.tuwien.ac.at_pages/events/iewt/iewt2013/uploads/fullpaper/P_243_Schueppel_Andreas_8-Feb-2013_12:06.pdf.

— **2014a.** *Simulation der Wohlfahrtsgewinne an der Energy Only-Strombörse.* Graz : s.n., 2014a. Veröffentlichung.

http://portal.tugraz.at/portal/page/portal/TU_Graz/Einrichtungen/Institute/Homepages/i4340/veranstaltungen/eninnov2014/downloads/streamc. ISBN 978-3-85125-310-8.

— **2014b.** *Wertigkeit erneuerbarer Energien am Beispiel Windkraft in Deutschland.* Graz : s.n., 2014b. Beitrag zum 13. Symposium Energieinnovation an der Technischen Universität Graz.

http://portal.tugraz.at/portal/page/portal/Files/i4340/eninnov2014/files/lf/LF_Schueppel_Wind.pdf. ISBN 978-3-85125-310-8.

Simon, Manuel. 2012. *Strombörsen im Vergleich: Liquidität und Preise im Spothandel.* s.l. : BoD – Books on Demand, 2012. ISBN 9783844831726.

Splett, Michael. 2009. *Einspeiseverhalten von Offshore-Windparks.* Paderborn : s.n., 2009. Dissertation an der Universität Paderborn.

Statistik Austria. 2014. Input-Output-Tabelle 2010. *Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung.* [Online] 2014. [Zitat vom: 26. März 2014.]

http://www.statistik.at/web_de/statistiken/volkswirtschaftliche_gesamtrechnungen/input-output-statistik/index.html.

statistik.at. 2009. *Methodeninventar zu den volkswirtschaftlichen Gesamtrechnungen in Österreich.* Statistik Austria. Wien : s.n., 2009.

http://www.statistik.at/web_de/static/methodeninventar_stand_februar_2009_023491.pdf.

Steinhilber, Simone, Ragwitz, Mario, Rathmann, Max, Klessmann, Corinna und Noothout, Paul. 2011. *Indicators assessing the performance of renewable energy support policies in 27 Member States.* Fraunhofer ISI / ECOFYS. 2011. D17 Report of project RE-Shaping: Shaping an effective and efficient European renewable energy market.

Stigler, Heinrich. 1999. *Energieplanungsmethoden.* 1999. Dissertation.

Stigler, Heinz, Hütter, Daniel, Schüppel, Andreas, Gutschi, Christoph und Huber, Christoph. 2013. *EDRC - European Demand Response Center.* Institut für Elektrizitätswirtschaft und

- Energieinnovation. Graz : s.n., 2013. Endbericht. Studie im Rahmen des FFG-Förderprogramms Neue Energien 2020.
- Šúri, M., Huld, T.A., Dunlop, E.D. und Ossenbrink, H.A. 2007.** Potential of solar electricity generation in the European Union member states and candidate countries. *Solar Energy*. 81, 2007, S. 1295-1305.
- Svoboda, Petr. 2013.** Betriebskosten als Werttreiber von Windenergieanlagen - aktueller Stand und Entwicklungen. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*. 63. Jg. Heft 5, 2013.
- tauernwind. 2014.** *Webseite des Windparks Tauernwind - Kostenaufstellung*. 2014.
http://www.tauernwind.com/windpark/windpark_wstart.htm.
- Trepper, Katrin, Himmes, Patrick, Bucksteeg, Michael, Raasch, Jessica, Schober, Dominik, Woll, Oliver und Weber, Christoph. 2013.** *Marktdesign für nachhaltige regionale elektrische Energiemärkte (NaREM)*. s.l. : Universität Duisburg/Essen, 2013. Auszüge aus dem Projektendbericht.
- UBA. 2013.** *Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 bis 2012*. Umweltbundesamt Deutschland. Dessau : s.n., 2013. Publikation.
https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/461/publikationen/climate_change_07_2013_icha_co2emissionen_des_dt_strommixes_webfassung_barrierefrei.pdf. ISSN 1862-4359.
- Unnewehr, Stefan, Weller, Bernhard, Hemmerle, Claudia und Jakubetz, Sven. 2009.** *Photovoltaik: Technik, Produkte, Details*. s.l. : Walter de Gruyter, 2009. ISBN 978-3-95553-025-9.
- Weber, Christoph, Schober, Dominik und Woll, Oliver. 2014.** *Renewable support, CO2 abatement and electricity prices - the role of price discrimination*. Universität Duisburg/Essen, ZEW. 2014. Konferenzbeitrag zum 13. Symposium Energieinnovation an der Technischen Universität Graz.
- Wirth, Harry. 2014.** *Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland*. s.l. : Fraunhofer ISE, 2014.
<http://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf>.
- Zerrahn, Alexander und Huppmann, Daniel. 2014.** *Netzausbau und Marktmacht - wie mehr Integration die Wohlfahrt steigert*. DIW Berlin. 2014. Konferenzbeitrag zum 13. Symposium Energieinnovation an der Technischen Universität Graz.
http://portal.tugraz.at/portal/page/portal/Files/i4340/eninnov2014/files/pr/PR_Zerrahn.pdf.