

Simulation der Wohlfahrtsgewinne an der „Energy Only“-Strombörse

Andreas Schüppel, Heinz Stigler

Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, Technische Universität Graz
Inffeldgasse 18, 8160 Graz, +43 316 873 7902, andreas.schueppel@tugraz.at
<http://www.IEE.tugraz.at>

Kurzfassung: Dieser Beitrag zeigt eine Methode zur Simulation des Wohlfahrtsgewinnes des Börsenhandels an der „Energy Only“-Strombörse anhand von Simulationen mit dem Simulationsmodell ATLANTIS. Unter Verwendung dieser Methode wird als Fallstudie das Land Deutschland untersucht. Laut Simulationsergebnissen der Jahre 2006 bis 2011 verändert der Börsenhandel den Kraftwerkseinsatz dahingehend, dass im besten Fall *Erzeugungskosten in der Höhe von etwa 1,5 Milliarden Euro pro Jahr eingespart werden können* und ein *zusätzlicher Nutzen von drei bis vier Milliarden Euro pro Jahr* für die Erzeugungsunternehmen entsteht.

Keywords: Strombörse, Wohlfahrtsgewinn, Fixkostendeckung, „Energy Only“-Markt

1 Einleitung und Problemstellung

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 (vgl. [1], [2]). Durch die Besonderheiten des Gutes elektrische Energie verhalten sich Angebot und Nachfrage in der Elektrizitätswirtschaft aber *anders* als in der allgemeinen Theorie (Abbildung 1).

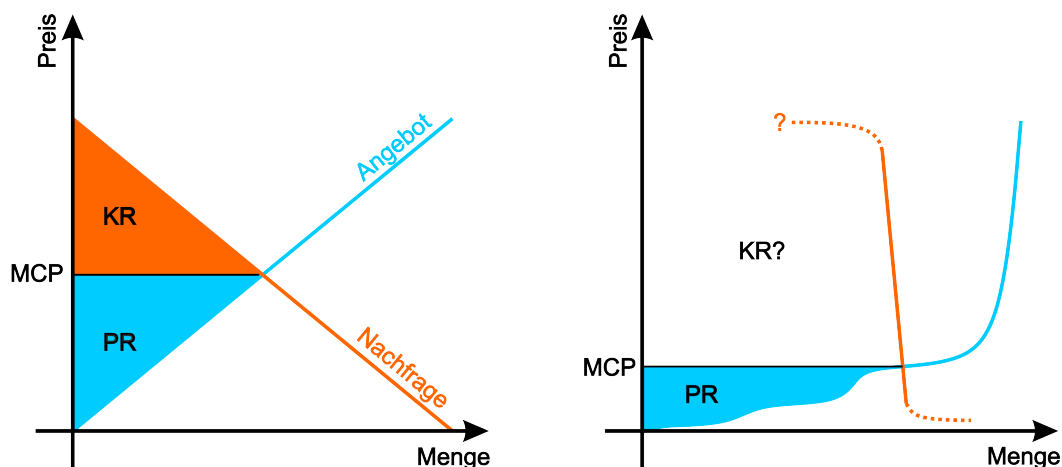


Abbildung 1: Angebot und Nachfrage am Markt – allgemeine Theorie (links, vgl. [1], [2])
und gängige Praxis in der Elektrizitätswirtschaft (rechts, vgl. [3],[4])

Die Angebotskurve zeichnet sich durch eine ausgeprägte *Heterogenität* aus, bedingt durch die verschiedenen Möglichkeiten der Energieumwandlung, und bildet sich aus den Grenzkosten der einzelnen Einheiten [4]. Die Produzentenrente (PR, Abb.1) stellt dabei einen Beitrag zur Deckung der im Angebot nicht enthaltenen Fixkosten dar.

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 [5]). 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, was derzeit eher „zufällig“ bzw. nicht mehr vollständig über den Deckungsbeitrag am EOM erreicht wird. In der vorliegenden Arbeit wird gezeigt, dass diese Kapazitätsmechanismen den reinen Energiemarkt allerdings nicht *ablösen* sollen, sondern *ergänzen*. Gemäß Samuelson und Nordhaus ([1], S. 53) ist es eine der drei Aufgaben des freien Marktes, zu bestimmen *wie* 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.

Umgelegt auf den Energiemarkt am Stromsektor bedeutet dies, 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 werden (z.B. Erneuerbare Energien¹ 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, liefern dort aber noch einen wertvollen Beitrag zur Sicherstellung des zuverlässigen Systembetriebs.

Im Laufe der nächsten Kapitel wird eine Methode beschrieben, wie dieser Beitrag zur Optimierung des Kraftwerkseinsatzes mit Hilfe des Modells ATLANTIS in Euro bewertet werden kann. Als Fallstudie wird die Methode anschließend auf Deutschland angewendet und die Ergebnisse der Untersuchung dargestellt.

¹ 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.

2 Methodik zur Simulation des Wohlfahrtsgewinns

In den folgenden Unterabschnitten wird die methodische Vorgehensweise erläutert, die zur Simulation des Wohlfahrtsgewinns gewählt wurde. Für die Untersuchung wird das Modell ATLANTIS verwendet, welches vom Institut in vollständiger Eigenarbeit entwickelt wurde und ein sowohl *technisches* als auch *wirtschaftliches Abbild* des kontinentaleuropäischen Elektrizitätssystems darstellt. Das Modell wird im nächsten Unterkapitel kurz vorgestellt.

2.1 Das Modell ATLANTIS

Das Modell ATLANTIS ist ein techno-ökonomisches Modell des Elektrizitätssystems in Kontinentaleuropa (ehemaliges UCTE-Gebiet bzw. heute ENTSOE-CE). Es beinhaltet derzeit knapp 12.000 Kraftwerksblöcke, etwa 6.000 Leitungen des Übertragungsnetzes in den Spannungsebenen 400 kV, 220 kV sowie signifikante 110 kV-Leitungen und knapp unter 4.000 Netzknoten (Inbetriebnahme vor 2012). Hinzu kommen je nach Beobachtungszeitraum und Vorgaben des Forschungsvorhabens noch etwa 10.000 Szenariokraftwerke.

Das Modell vereint technische Aspekte des Elektrizitätssystems mit wirtschaftlichen Aspekten in sich. Auf der technischen Seite bietet ATLANTIS die Möglichkeit der exakten Abbildung von derzeit 30 verschiedenen Kraftwerkstypen, wobei jedes einzelne Kraftwerk mit Parametern wie z.B. Brutto- und Nettoleistung, Einspeiseknoten, geographische Lage, Wirkungsgrad (und dessen Veränderung über die Zeit), Verfügbarkeiten oder das RAV² und die monatliche Erzeugungscharakteristik bei dargebotsabhängigen Energieträgern modelliert werden kann. Die Leitungen (Abbildung 2 rechts) sind ebenfalls mit physikalischen Parametern (Leitungsimpedanz, Länge, thermische Grenzleistung...) im Modell hinterlegt. Die Kombination aus Kraftwerken, Leitungen und ein knotengenau modellierter Verbrauch („vertikale Last“, Datenquelle ENTSO-E) ermöglichen eine integrierte Lastflussrechnung, die mit einem DC-OPF-Algorithmus realisiert wurde.

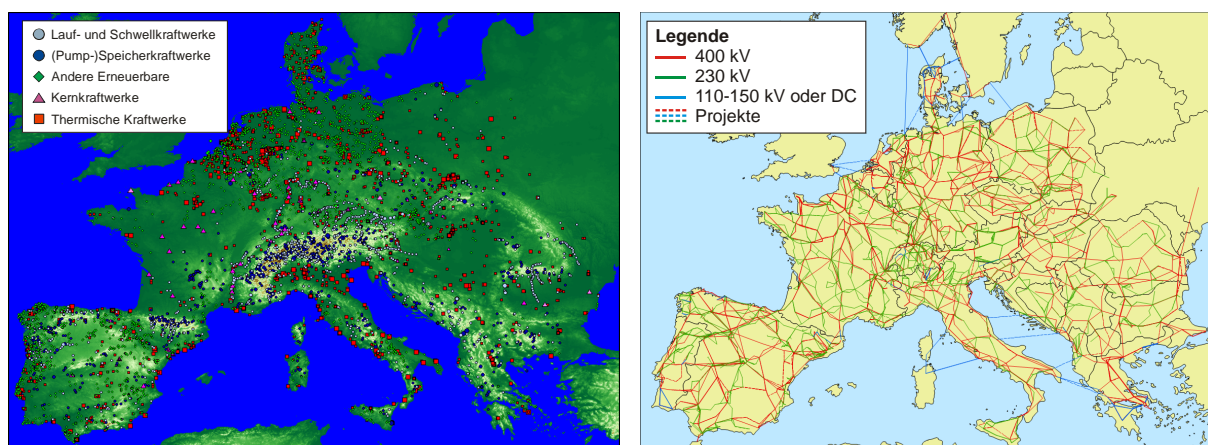


Abbildung 2: Übersicht über die berücksichtigten Kraftwerke (links) und Leitungen (rechts) in ATLANTIS

² Regelarbeitsvermögen; in ATLANTIS wird der Begriff generell als der Langzeitmittelwert der jährlichen Erzeugung eines Kraftwerks mit dargebotsabhängigem Primärenergieträger verwendet.

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. Beispielsweise beinhalten 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.

Zur Übersicht ist in der folgenden Abbildung 3 der Modellablauf in ATLANTIS dargestellt. Am Beginn jedes simulierten Jahres wird eine Leistungsdeckungsrechnung ausgeführt, bei der geprüft wird, ob der hinterlegte Kraftwerkspark die Jahreshöchstlast³ decken kann.

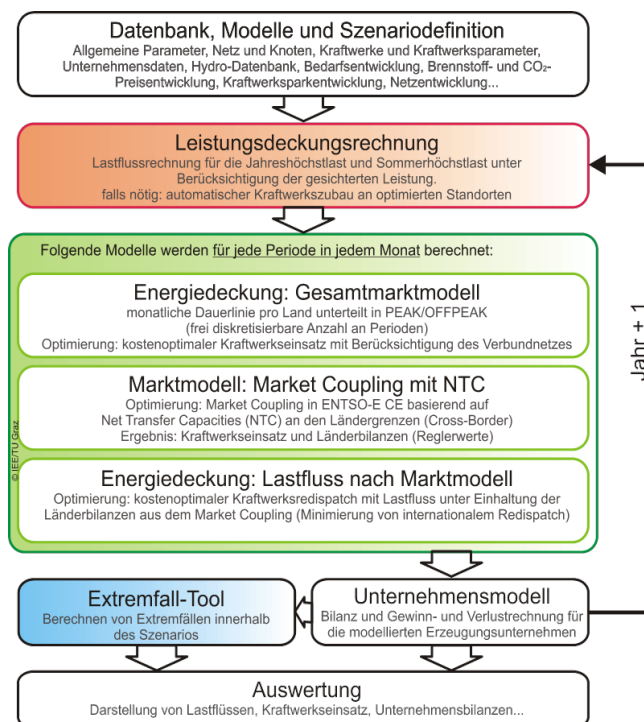


Abbildung 3: Modellablauf in ATLANTIS

Danach wird die Energiedeckung berechnet, indem zunächst ein Monat in eine frei konfigurierbare Anzahl an Subperioden unterteilt wird. Für jede dieser Subperioden wird in den unterschiedlichen Modellschritten ein kostenoptimaler Kraftwerkseinsatz 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 weitere Informationen zum Modell siehe z.B. [6], [7].

³ Sowohl die absolute Jahreshöchstlast (Winter) als auch eine Sommerhöchstlast werden geprüft, da diese in südlicheren Ländern (Italien, Griechenland) ebenfalls eine kritische Situation darstellt.

2.2 Der methodische Ansatz

Aufbauend auf die technische Datenbasis des Modells ATLANTIS ist die Berechnung der Produzentenrente (Fläche PR in Abbildung 1 rechts) vergleichsweise einfach anzusetzen. Die Merit Order der 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.

CO₂-Kosten beeinflussen die PR direkt, indem sie die Grenzkosten des preissetzenden Kraftwerks und somit – aufgrund des Einheitspreisverfahrens – die Produzentenrente für jeden einzelnen Kraftwerksblock erhöhen. Die Untersuchung von Wohlfahrtseffekten der CO₂-Bepreisung selbst ist in der Literatur umfangreich beschrieben und ist nicht Teil dieser Arbeit. Um daher den Einfluss des CO₂-Handels auf die Wohlfahrtseffekte der Börse zu eliminieren und nur die Effekte des Börsenhandels selbst zu ermitteln, werden die CO₂-Zertifikatekosten in der vorliegenden Untersuchung vernachlässigt.

Die Anfahrkosten (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 (Kaltstart, Warmstart, Heißstart) [9]. Da das Modell ATLANTIS nur Subperioden pro Monat rechnet und diese im zeitlichen Ablauf nicht kausal zusammenhängen, kann der Effekt der AFK mit diesem Modell nur grob geschätzt werden. Da diese Schätzung hohen Unsicherheiten unterliegt, werden die AFK für diese Untersuchung ebenfalls vernachlässigt.

In den in ATLANTIS integrierten Marktmodellen wird der Markträumungspreis (Market Clearing Price, MCP) auf Basis der beschriebenen Merit Order gebildet. Aus dieser Grundlage heraus lässt sich jedoch noch nicht unterscheiden, ob der Anteil der PR durch Börsenhandel („Kraftwerkstausch“ zwischen Unternehmen) entsteht oder nicht. Dazu lässt sich das einfachste integrierte Modell, das so genannte „Börsenmodell“ nutzen, welches als zweistufiger Prozess aufgebaut ist (nicht in Abbildung 3 dargestellt). Das Modell berücksichtigt noch keine Restriktionen durch das Übertragungsnetz⁴, sondern basiert auf der Annahme einer „Kupferplatte“.

1. Jedes Unternehmen versucht, den ihm zugeordneten Endkundenbedarf mittels eigenen Kraftwerksparks zu decken. Hat das Unternehmen überschüssige Kraftwerkskapazitäten, so bleiben diese vorerst ungenutzt. Hat das Unternehmen zu wenig Kapazität, so entsteht ein *Fehlbedarf*.
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 MCP, welcher sich aus der Merit Order geschnitten mit dem Endkundenbedarf bildet, exakt entspricht.

⁴ Einschränkungen des Kraftwerkseinsatzes durch physikalische Leitungsauslastungsgrenzen bzw. Handelseinschränkungen auf grenzüberschreitenden Leitungen werden im Modell ATLANTIS in weiteren, parallel dazu gerechneten Marktmodellen berücksichtigt.

In Abbildung 4 ist der zweite Modellschritt grafisch dargestellt. Die Fläche A entspricht dem Fehlbedarf der Unternehmen, der nicht aus eigenen 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.

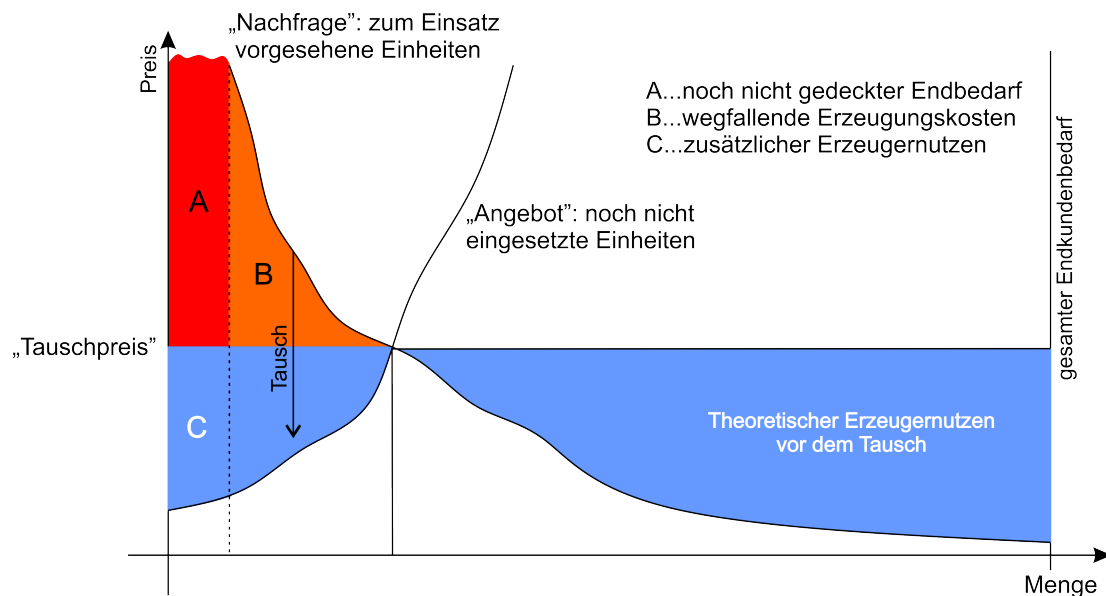


Abbildung 4: Ansatz zur Berechnung des Anteils zusätzlicher PR und KR aus Börsenhandel

Die simulierte gesamte PR setzt sich aus den beiden blauen Flächen „theoretischer Erzeugernutzen⁵“ und C 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.

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 folgenden Abschnitt werden daher zwei verschiedene Überlegungen beschrieben, die als Abschätzung für die Fläche A herangezogen werden können.

2.3 Umsetzung der Methode im Modell

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

⁵ Theoretisch insofern, da vor dem Tausch noch kein „Tauschpreis“ existiert und somit die Fläche nicht gebildet werden kann.

2.3.1 Berücksichtigung von geförderten Technologien und Speichern

Jene Technologien, die üblicherweise in Förderregimes wie dem EEG (Deutschland) oder dem Ökostromgesetz (Österreich) unterliegen, werden in der Auswertung des Wohlfahrtsgewinnes *nicht mit einbezogen*. Diese sind im Detail die Windkraft (onshore und offshore), die Photovoltaik sowie Biomasse und Biogas. Die Wasserkraft wird unterteilt in Groß- und Kleinwasserkraft (z.B. <10 MW in Österreich), ist aber im Modell in dieser Form nicht direkt unterscheidbar⁶. Daher wird Wasserkraft an sich mit einbezogen und in der Auswertung für das jeweilige Land speziell behandelt.

Da die Grenzkosten eines Pumpspeicherkraftwerkes schwer abschätzbar sind – so müsste zumindest der bezahlte Preis für das Hochpumpen des Wassers unter Berücksichtigung des Wirkungsgrades als „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.

2.3.2 Berücksichtigung von „Must Run“-Kapazitäten

Einige thermische Kraftwerkseinheiten sind so genannte „Must Run“-Kraftwerke, also Einheiten, welche unabhängig vom Strompreis jedenfalls am Netz sein müssen. Im Speziellen handelt es sich dabei um Kraftwerke mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), die aufgrund des Wärmebedarfs eingesetzt werden („wärmegeführte“ Kraftwerke).

Für die vorliegende Untersuchung spielt dies insofern eine Rolle, da diese Kraftwerke auch höhere Grenzkosten aufweisen können als der Tauschpreis. Insofern würde sich mit der gezeigten Methode eine „negative“ PR für diese Kraftwerke ergeben. Tatsächlich reduzieren sich die Kosten des Kraftwerks für die Stromerzeugung durch die Wärmeauskopplung, da auch auf der Wärmeseite Erträge erwirtschaftet werden. Wie groß dieser Beitrag ist, wird durch die Konditionen der Wärmelieferung bestimmt und kann vom Modell ATLANTIS *nicht erfasst* werden. Aus diesem Grund werden diese Kraftwerke gesondert behandelt und liefern für die Auswertung *keinen Beitrag* zur gesamten PR.

2.3.3 Abschätzung des Fehlbedarfs

Wie bereits angedeutet, stellt die Abschätzung des Fehlbedarfs eine Herausforderung dar, da für diese Energiemenge kein Anhaltspunkt für eine Bewertung gegeben ist. Daher werden nun zwei Möglichkeiten zur Abschätzung kurz beschrieben.

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 zahlen.

⁶ Kleinwasserkraftwerke sind 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.

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 [11], in der unter anderem eine Zusammenfassung verschiedenster Untersuchungen zur Abschätzung des VOLL dargestellt sind. 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. Ebenso geben die Autoren einen Wert von 8 - 16 €/kWh als Schätzung für den VOLL in Deutschland an [11].

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 maximalen Ausführungspreis von 3.000 €/MWh an der EPEX Spot im Marktgebiet DE/AT [10]. Die zweite Variante der Abschätzung mit Hilfe des teuersten Kraftwerksblocks dürfte daher deutlich realitätsnäher sein und ist auch im Modell ATLANTIS umgesetzt.

3 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 32,5 GW stand [12]. Aus diesem Grund und wegen der guten Datenverfügbarkeit wurde Deutschland als Anwendungsfall für die in Kapitel 2 beschriebene Methodik gewählt.

3.1 Eingangsdaten

Um eine ausreichende Qualität der Ergebnisse zu erreichen, müssen die Eingangsdaten in das Modell ATLANTIS gut aufbereitet sein. Zu diesen Daten gehört neben der Modellierung des Netzes und des Kraftwerksparks auch die entsprechende Zuordnung von Kraftwerken und Endkunden zu den Unternehmen. Die für die Fallstudie zugrunde gelegten Eingangsdaten werden in diesem Unterabschnitt dargestellt.

3.1.1 Unternehmen

Da die Anzahl aller Elektrizitätsunternehmen in Deutschland viel zu groß ist, um jedes einzelne im Modell zu erfassen, werden die fünf größten Unternehmen (nach installierter Leistung) und ein aggregiertes Restunternehmen modelliert. Für die Simulation des Anteils börseninduzierter PR (Fläche C in Abbildung 4) ist die Zuordnung des eigenen 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).

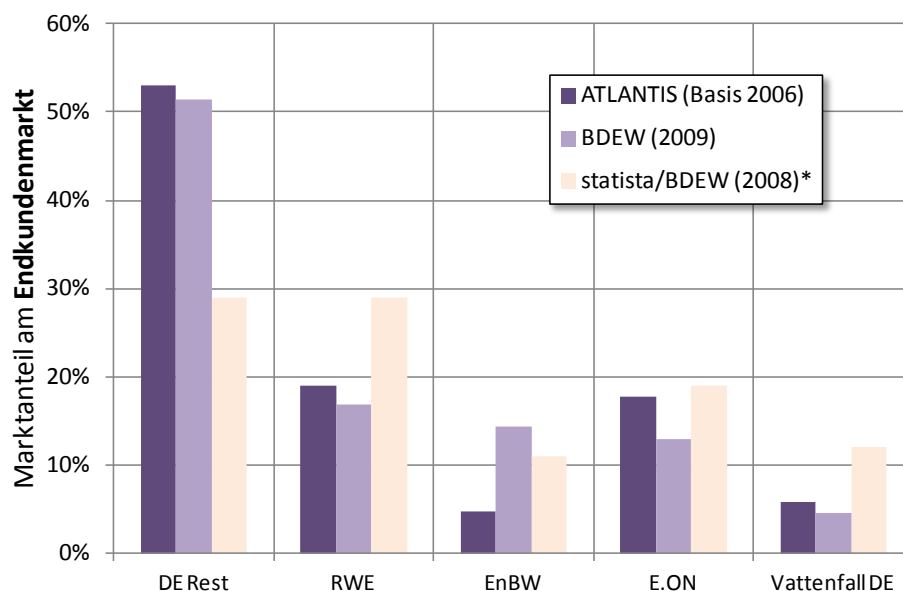


Abbildung 5: Marktanteile der größten deutschen Stromunternehmen
 Datenquellen: ATLANTIS (mehrere), BDEW [8], statista.de (BDEW)

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

In Abbildung 5 sind neben den standardgemäß in ATLANTIS hinterlegten Werten für das Basisjahr 2006 (mehrere Quellen) zwei Vergleichsquellen (BDEW⁷, statista.de) dargestellt. Vom BDEW [8] 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 herangezogen.

3.1.2 Kraftwerke

Ebenso wichtig wie die Zuteilung der Endkunden ist die Modellierung der Eigentumsverhältnisse der Erzeugungsunternehmen an den hinterlegten Kraftwerken. Dies gestaltet sich wegen teilweise auftretenden Eigentumsverflechtungen aufgrund von Beteiligungen an anderen Unternehmen bzw. mehreren Gesellschaftern bei einzelnen Kraftwerksbetriebsgesellschaften 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 grenzüberschreitende Beteiligungen (z.B. RADAG⁸).

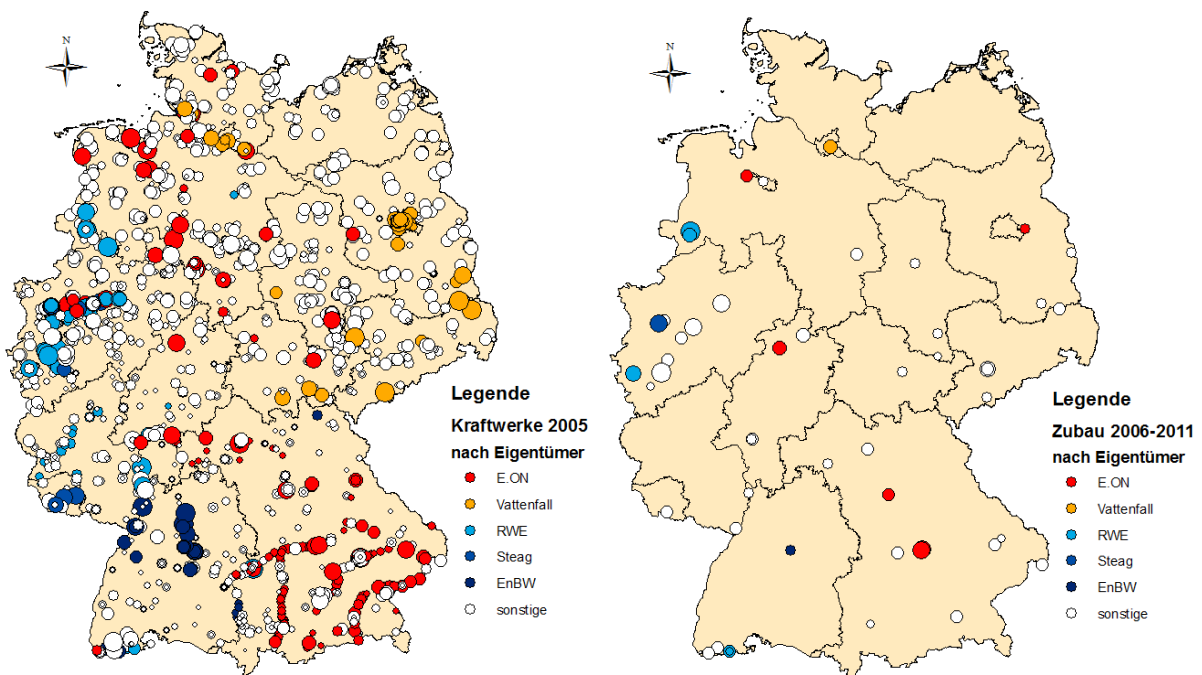


Abbildung 6: Der im Modell hinterlegte Kraftwerkspark nach zugeordnetem Eigentümer 2005 (links) und Zubauten bis 2011 (rechts). Die Größe der Punkte entspricht logarithmisch der Höhe der installierten Leistungen. Datenquelle: ATLANTIS-Datenbank, eigene Darstellung.

⁷ Bundesverband für Energie- und Abfallwirtschaft e.V.

⁸ Rheinkraftwerk Albbruck-Dogern AG

Abbildung 6 zeigt die im Modell berücksichtigten Kraftwerksblöcke sowie die angenommene Zuteilung zu den Eigentümern. Die weißen Punkte entsprechen dabei dem aggregierten Restunternehmen, welches nach [8] bzw. der Kraftwerksliste der BNetzA aus mindestens 120 unabhängigen Erzeugungsunternehmen (allein nur Blöcke >10 MW) besteht.

In Tabelle 1 ist die Zuordnung der Leistungen in tabellarischer Form dargestellt. Der erste Teil 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 [8] erwähnten Kapazitätsverkäufe von E.ON nicht vollständig abgebildet werden.

Tabelle 1: Installierte Leistungen (in MW) für 2011 bzw. 2012 in Deutschland aus Modelldaten und aus realen Unternehmensdaten. Datenquellen: ATLANTIS-DB, Webseiten der Erzeugungsunternehmen

Inst. Leistung (MW)	E.ON	RWE	Vattenfall	EnBW	STEAG
ATLANTIS (Netto)	23.653	21.831	14.906	7.613	5.165
Unternehmensdaten	19.790	22.728	17.494	12.644	7.683

3.1.3 Brennstoffpreise

Bei der Bestimmung des Marktpreises üben die Brennstoffpreise als (oft wesentlicher) Teil der Grenzkosten einen gewissen Einfluss aus. Die Annahme dieser Preise für den jeweiligen Primärenergieträger spielt daher auch eine Rolle für das Ergebnis dieser Untersuchung. In Abbildung 7 ist der im Modell hinterlegte Verlauf der für *preissetzende* Kraftwerke relevanten Brennstoffpreise in den Beobachtungsjahren für Deutschland dargestellt.

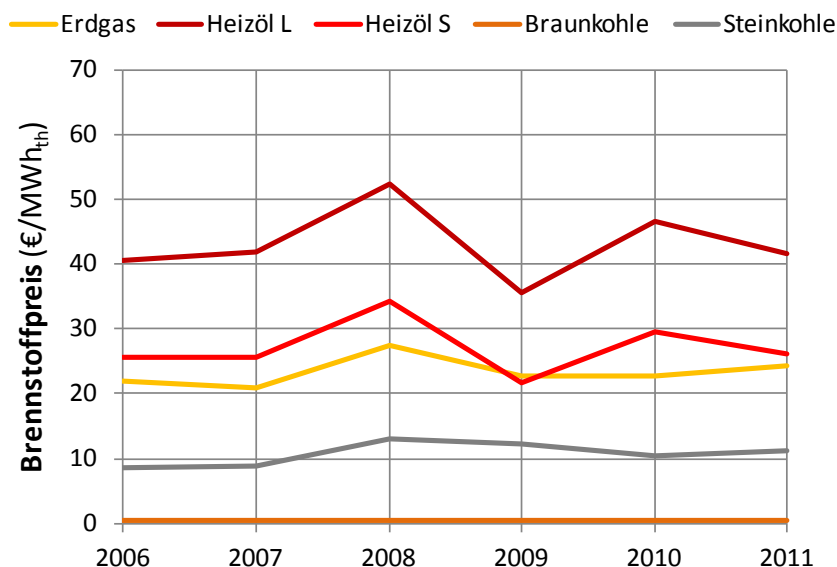


Abbildung 7: Angenommene Brennstoffpreise im Modell ATLANTIS (2006-2011, DE)
Datenquelle: EUROSTAT (Außenhandelsstatistik), eigene Annahmen

Es existieren mehrere verschiedene Quellen für Brennstoffpreise in Deutschland, die jedoch alle leicht abweichende Werte zeigen. Da der Einfluss dieser Annahme für das Ergebnis von hoher Bedeutung ist, wurde auch eine einfache *Sensitivitätsanalyse* durchgeführt, indem

auch Brennstoffpreise aus zwei anderen Quellen herangezogen wurden, wie in Abbildung 8 dargestellt ist.

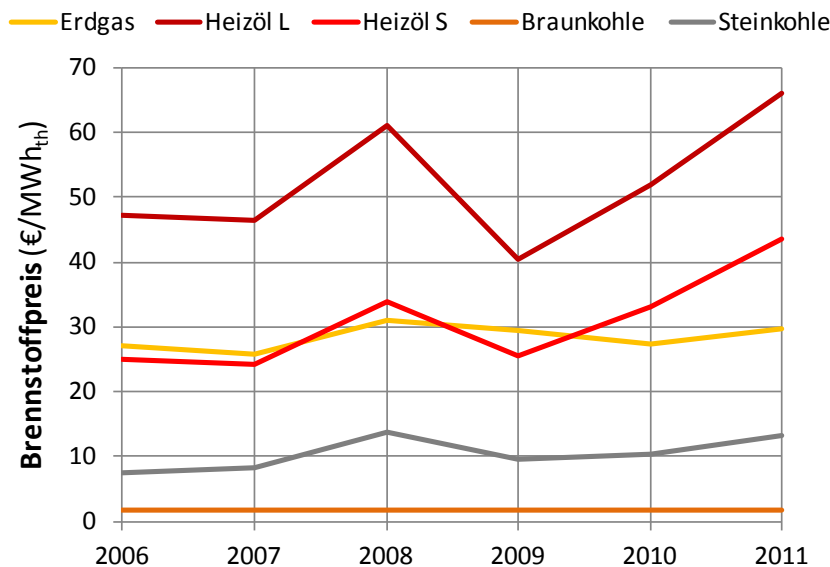


Abbildung 8: Alternative Brennstoffpreisannahmen für die Sensitivitätsanalyse
 Datenquellen: www.kohlenstatistik.de, statista.de (EWI/prognos) für Braunkohle

Diese zweite Annahme kennzeichnet sich durch ein generell etwas höheres Preisniveau, abgesehen von Steinkohle, die sich etwa im selben Preisbereich befindet. Erdgas und Heizöl leicht, aber auch Heizöl schwer (ab 2009) liegen höher als in der vorangegangenen Annahme, aber auch Braunkohle ist etwas teurer als zuvor, liegt aber mit durchschnittlich 1,75 €/MWh_{th} immer noch sehr niedrig. Die Ergebnisse der durchgeführten Sensitivitätsanalyse sind im nächsten Abschnitt dargestellt.

3.2 Ergebnisse der Simulation

Die Simulation wurde für die Jahre 2006 bis 2011 (inklusive) durchgeführt, da für diesen Zeitraum die im Modell hinterlegten Daten ein gutes Abbild der Realität darstellen. Im Weiteren sind auch ausreichend Quellen für eine Validierung der angenommenen Daten verfügbar. In den folgenden Unterabschnitten werden nun die Auswertungen der durchgeführten Simulation dargestellt.

3.2.1 „Best Case“ unter Annahme einer Kupferplatte

In dem unter Kapitel 2.2 beschriebenen „Börsenmodell“ werden noch keine Restriktionen durch physikalische Limits oder Handelseinschränkungen berücksichtigt. Aus diesem Grund stellt sich bei der Anwendung dieses Modells der wohlfahrtsökonomisch optimalste Kraftwerkseinsatz ein, was einem „Best Case“ entspricht. Die folgenden, in Abbildung 9 dargestellten Ergebnisse stellen also *unter den getroffenen Annahmen* den höchsten erreichbaren Wert dar.

Abbildung 9 zeigt die Ergebnisse des simulierten Wohlfahrtsgewinnes für ganz Deutschland in den Jahren 2006 bis 2011. Es zeigt sich, dass im Schnitt *etwa drei bis vier Milliarden Euro* zusätzlicher Produzentenrente (Erzeugernutzen) und *etwa 1,5 Milliarden Euro* Kostenersparnis („Konsumentenrente“) auf der Erzeugerseite durch den Börsenhandel *pro Jahr*

erzielt werden kann. Der durch den Börsenhandel gedeckte Fehlbedarf, bewertet mit der teuersten Kraftwerkseinheit, ergibt sich mit etwa 15 Milliarden Euro pro Jahr. Dies stellt allerdings aufgrund der groben Annahme nur einen theoretischen Wert dar. Die Abschätzung mittels VOLL würde noch deutlich höhere Werte ergeben.

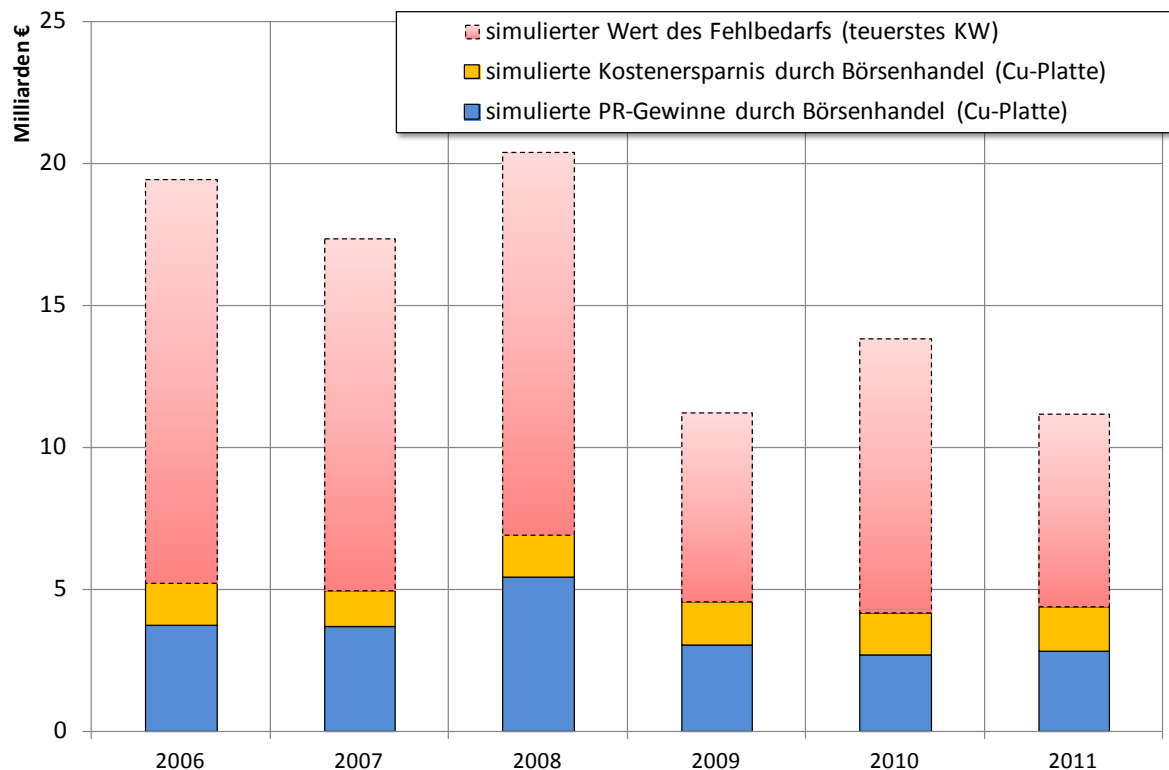


Abbildung 9: Simulierter Wohlfahrtsgewinn der „Energy Only“-Börse in Deutschland (inklusive Restunternehmen).

Das Jahr 2008 bildet eine Ausnahme, die sich auf die stark gestiegenen Brennstoffpreise in diesem Jahr zurückführen lässt. Durch den starken Anstieg der fossilen Brennstoffe steigt auch der Strompreis an der Börse. Dadurch können jene Kraftwerke, die vom Ölpreis nicht betroffen sind (z.B. Braunkohle, Kernkraftwerke, Großwasserkraft), von diesem Anstieg profitieren, was in Summe in auch einem etwas höheren PR-Gewinn resultiert.

Die Aggregation der kleineren Unternehmen zu einem Restunternehmen lässt den Nutzen für diese Unternehmen verschwinden. Aus den Ergebnissen der fünf größten, einzeln modellierten Unternehmen lassen sich aber noch weitere Erkenntnisse ableiten. In Abbildung 10 ist daher die gesamte PR mit separat ausgewiesenem Anteil aus Börsenhandel dargestellt. Es zeigt sich, dass die zusätzlichen PR-Gewinne für diese Unternehmen in der Simulation teilweise knapp die Hälfte der gesamten PR ausmachen.

Die Ersparnis an Erzeugungskosten für diese fünf Unternehmen bewegt sich zwischen 300 und 400 Millionen Euro pro Jahr. Das zeigt, dass der größere Teil der getauschten Kraftwerke dem Restunternehmen zugeteilt ist. Dies kann beispielsweise durch Eigen-erzeugungsanlagen von Industrieunternehmen⁹ oder Spitzenlastkraftwerke erklärt werden, die durch kostengünstigere freie Kapazitäten der fünf größeren Unternehmen ersetzt werden.

⁹ sofern diese auch in das öffentliche Netz einspeisen

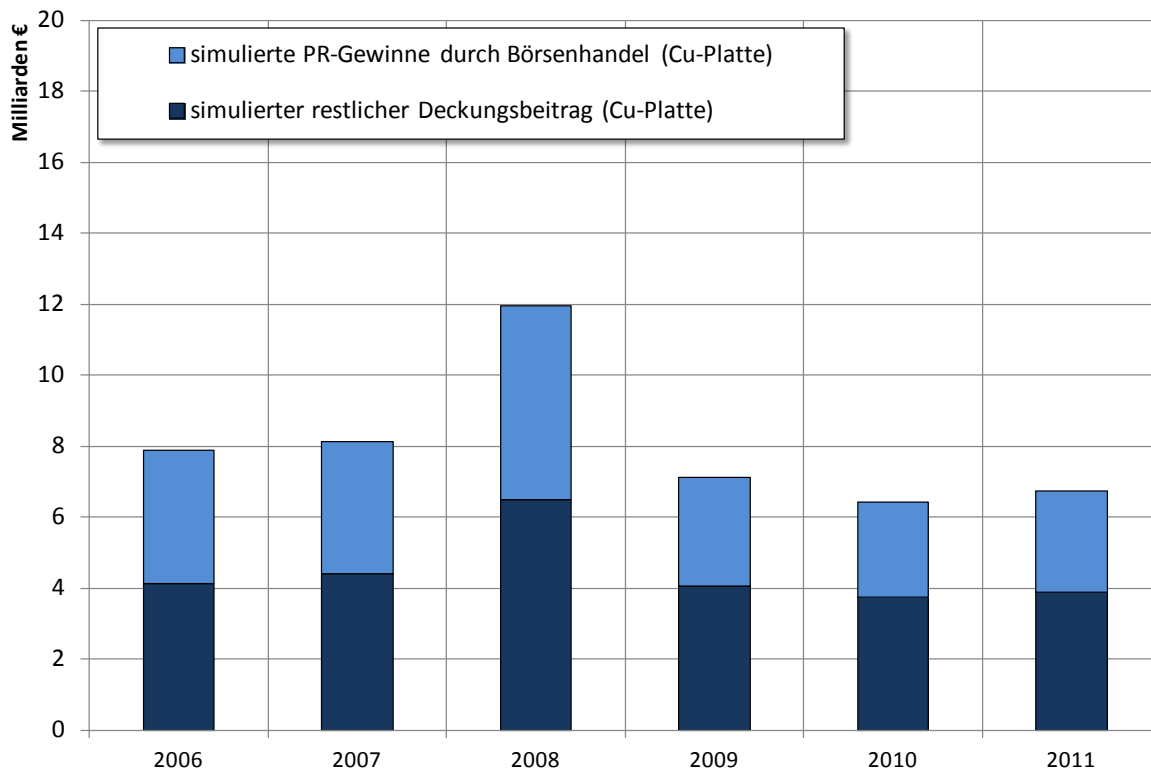


Abbildung 10: Ergebnisse der Simulation der gesamten *Produzentenrente (Erzeugernutzen bzw. Deckungsbeitrag)* inklusive börseninduziertem Anteil (hellblau) ohne Restunternehmen

3.2.2 Vergleich mit den Fixkosten

Die Produzentenrente oder der Erzeugernutzen, der im derzeitigen „Energy Only“-Marktsystem erwirtschaftet wird, dient zur Deckung der Fixkosten der Erzeugung. Da die Angebotskurve nur die Grenzkosten und damit im Wesentlichen die variablen Kosten der Erzeugung abdeckt, sind die Erzeuger auf diesen Deckungsbeitrag angewiesen. Die Höhe des Erzeugernutzens hängt stark von den jeweiligen Energiepreisen ab. Der starke Anstieg von Öl und Gas im Jahr 2008 beispielsweise führte gemäß Simulation zu einer Steigerung des Deckungsbeitrags um knapp 50 % im Vergleich zum Vorjahr.

Das zeigt, wie stark die Fixkostendeckung *aller* Kraftwerkstypen von der Entwicklung eines einzigen Parameters wie z.B. dem Rohölpreis abhängen *kann*. Dementsprechend ist die Deckung der Fixkosten nicht zuverlässig gewährleistet.

In Abbildung 11 ist eine Gegenüberstellung des simulierten Deckungsbeitrages mit einer Schätzung der Fixkosten für die berücksichtigten fünf Unternehmen dargestellt. Die Fixkosten ergeben sich ebenfalls aus der Modellsimulation mit ATLANTIS und basieren auf Annahmen für Investitions- und Betriebskosten des jeweiligen Kraftwerkstyps sowie den Geschäftsberichten der Unternehmen aus dem Jahr 2006. Die Kostenentwicklung entspricht im Wesentlichen der Entwicklung des Kraftwerksparks. Die Personalkosten werden als real gleichbleibend angenommen und unterliegen daher einer hohen Unsicherheit.

Der Ausschlag der Abschreibung im Jahr 2011 ist auf die Schließung der ersten Atomkraftwerke in Deutschland zurückzuführen. Diese wurden vorzeitig – im Modell vor Ende der Abschreibungsdauer – stillgelegt. Der Restbuchwert dieser Kraftwerke wird daher in der Simulation im Jahr 2011 vollständig abgeschrieben.

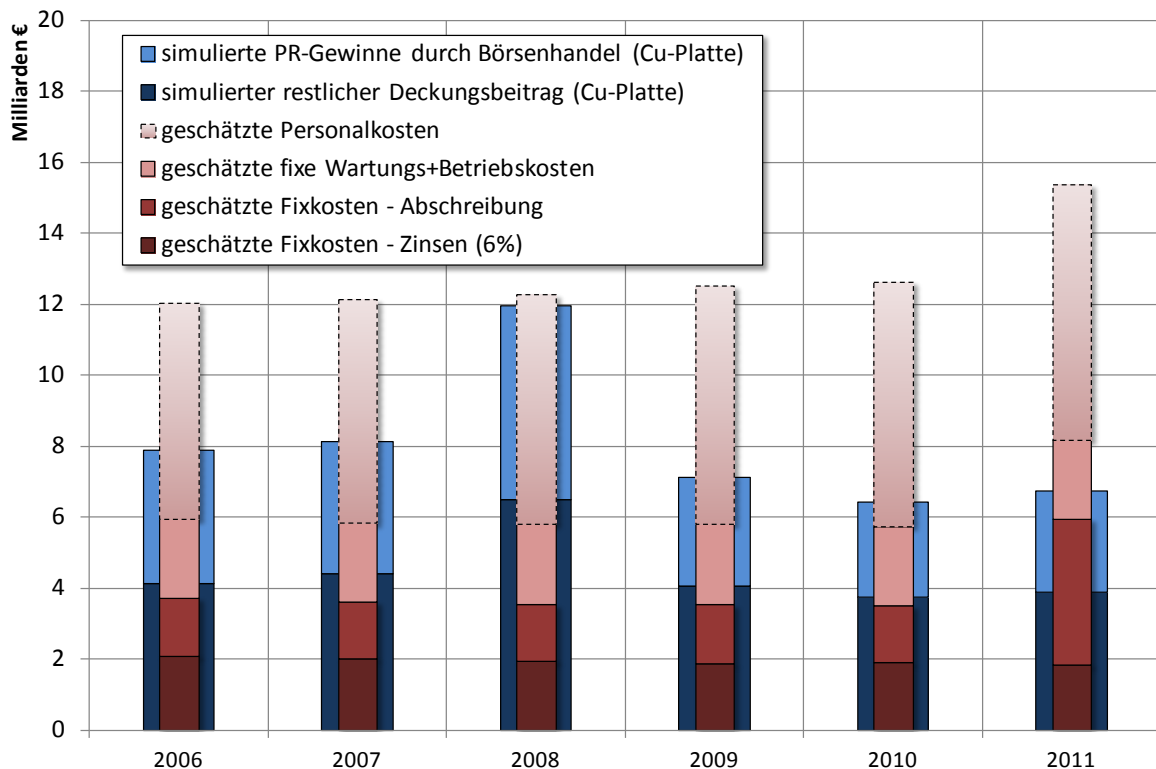


Abbildung 11: Gegenüberstellung der simulierten Deckungsbeiträge (PR) mit den aus der Simulation resultierenden Fixkosten – ohne Restunternehmen

Es zeigt sich bei dieser Darstellung erneut, dass die Abdeckung der jährlichen Fixkosten durch den „Energy Only“-Markt nicht zuverlässig gewährleistet werden kann.

3.2.3 Sensitivitätsanalyse mit geänderten Brennstoffpreisen

Da die Quellen für die Brennstoffpreise teils unterschiedliche Werte aufweisen, wurde eine zweite Simulation mit Preisen aus alternativen Quellen durchgeführt. Die Ergebnisse der zwei unterschiedlichen Annahmen sind in Abbildung 12 gegenübergestellt.

Die Ergebnisse des Wohlfahrtsgewinnes in absoluten Zahlen sind bei etwas höherem Brennstoffpreinsniveau etwas niedriger als bei der ursprünglichen Annahme. Dafür verantwortlich sind die sinkenden Deckungsbeiträge: Obwohl die Kostenersparnis durch Kraftwerkstausch als logische Folge von höheren fossilen Brennstoffpreisen steigt, kann sie die sinkenden Deckungsbeiträge aber nicht kompensieren.

Die Grundaussage über die simulierten Wohlfahrtsgewinne bleibt allerdings trotz leicht abweichender absoluter Zahlen dieselbe. Auch bei alternativer Brennstoffpreisannahme beträgt der börseninduzierte zusätzliche Deckungsbeitrag etwa 50 % des gesamten Beitrages, und auch die Größenordnung der Ergebnisse bleibt ebenfalls gleich.

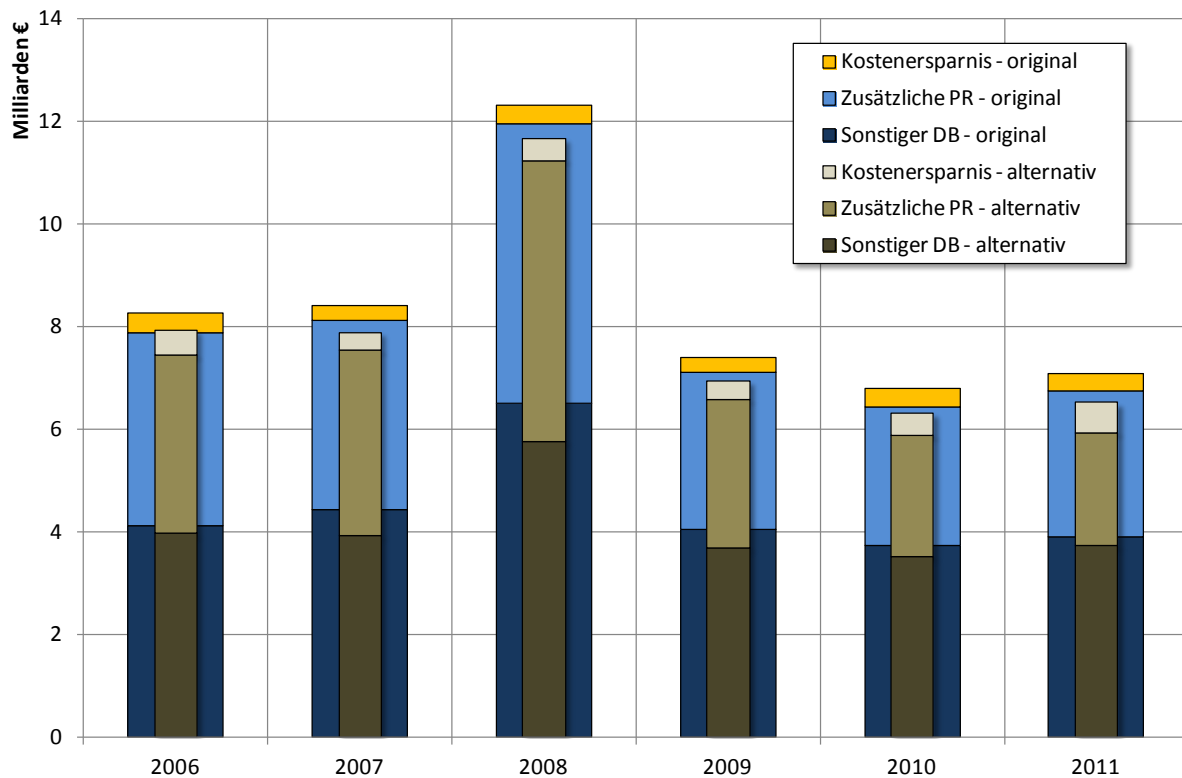


Abbildung 12: Gegenüberstellung der Ergebnisse aus den Simulationen mit ursprünglicher Annahme und alternativer Annahme der Brennstoffpreise (für die fünf größten Unternehmen in Deutschland)

4 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Die in dieser Arbeit durchgeführte Untersuchung zeigt den Wohlfahrtsgewinn des Börsenhandels an der „Energy Only“-Strombörse anhand von Simulationen mit dem Simulationsmodell ATLANTIS auf. Der Börsenhandel verändert in Deutschland laut Simulationsergebnissen den Kraftwerkseinsatz dahingehend, dass im besten Fall *Erzeugungskosten in der Höhe von etwa 1,5 Milliarden Euro pro Jahr eingespart werden können* und ein *zusätzlicher Nutzen von drei bis vier Milliarden Euro pro Jahr* für die Erzeugungsunternehmen entsteht. Diese Funktion der „Wohlfahrtsoptimierung“ des Kraftwerkseinsatzes erfüllt die Strombörse daher sehr zufriedenstellend.

Der Vergleich mit den simulierten Fixkosten der Erzeugungsunternehmen zeigt aber, dass die Deckung dieser 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.

5 Literaturverzeichnis

- [1] **Samuelson und Neuhaus, 2007:** „Volkswirtschaftslehre“. mi-Fachverlag
- [2] **Frantzke, 1999:** „Grundlagen der Volkswirtschaftslehre“, Schäffer-Pöschel Verlag Stuttgart.
- [3] **Stigler, 1999:** „Rahmen, Methoden und Instrumente für die Energieplanung in der neuen Wirtschaftsorganisation der Elektrizitätswirtschaft“. Dissertation an der TU Graz.
- [4] **Ockenfels, Grimm und Zoettl, 2008:** „Strommarktdesign - Preisbildungsmechanismus im Auktionsverfahren für Stromstundenkontrakte an der EEX“. Gutachten.
- [5] **Bundesnetzagentur (BNetzA), 2013.** Kraftwerksliste. URL:
http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1912/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerkliste-node.html
- [6] **Stigler et al., 2012:** „Aktuelle Weiterentwicklung des Simulationsmodells ATLANTIS“, Tagungsband zum 12. Symposium Energieinnovation, TU Graz.
- [7]
- [8] **BDEW, 2012:** „Wettbewerb 2012 – Wo steht der deutsche Energiemarkt?“. Online abgerufen im Jänner 2014. URL:
[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)
- [9] **Schwankl, 2011:** „Einsatzoptimierung eines gemischten Kraftwerksporfolios unter Berücksichtigung dynamischer Betriebsparameter“. Diplomarbeit am Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, TU Graz.
- [10] **Webseite der EPEX Spot.** Abgerufen im Februar 2014. URL:
<https://www.epexspot.com/de/produkte/auktionshandel/deutschland-oesterreich>
- [11] **frontier economics, 2008:** „Kosten von Stromversorgungsunterbrechungen“. URL:
http://www.frontier-economics.com/_library/pdfs/PRS-Frontier-RWE_VOLL%20Study_18082008-stc.pdf
- [12] **Burger, 2014.** „Stromerzeugung aus Solar- und Windenergie im Jahr 2013“, Fraunhofer ISE. Daten der Bundesnetzagentur.