Energiewirtschaftliches Institut
an der Universität zu Köln

Endbericht

„Bewertung energiepolitischer Optionen für eine sichere, wirtschaftliche und umweltgerechte Energieentwicklung in Deutschland“

„Analyse der Ursachen für negative Strompreise am 3./4. Oktober 2009 und möglicher Abhilfemaßnahmen“

Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie

3.2.2010

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI)

Alte Wagenfabrik
Vogelsanger Str. 321
50827 Köln
Tel. + 49 – 221 – 27729 100
Fax. + 49 – 221 – 27729 400
http://www.ewi.uni-koeln.de

Marco Nicolosi

Michaela Fürsch

PD Dr. Dietmar Lindenberger

Inhalt

1 Einführung und Herangehensweise 7

2 Grundlagen negativer Preise 9

2.1 Einführung in die Strompreisbildung 9

2.2 Einfluss erneuerbarer Energien: Statische und dynamische Betrachtung der Merit-Order Kurve 11

2.3 Grundlagen negativer Strompreise 13

2.4 Weitere Erklärungsansätze für die eingeschränkte Flexibilität im Stromsystem 15

3 Empirische Analyse des Strommarktes bei negativen Strompreisen 19

3.1 Übersicht der genutzten Daten 19

3.2 Allgemeine Übersicht des Betrachtungszeitraums 19

3.3 Erklärung der Marktzusammenhänge 23

3.4 Betrachtung einzelner Energieträger im Zeitraum 10/2008-11/2009 28

Erzeugung aus Gaskraftwerken 28

Erzeugung aus Steinkohlekraftwerken 30

Erzeugung aus Braunkohlekraftwerken 31

Erzeugung aus Kernkraftwerken 33

3.5 Zusammenfassende Übersicht der Kraftwerkstypen 36

3.6 Darstellung der Marktsituationen bisheriger negativer Preisstunden 36

4 EEG-Vermarktung durch ÜNB 43

4.1 Der EEG Wälzungsmechanismus 43

4.2 EEG Vermarktungsänderung und Flexibilität der Vermarktung seit 1. Januar 2010 45

4.3 Ursachen für mögliche Marktreaktionen 45

4.4 Bewertung der bestehenden Vermarktungsmöglichkeiten und weitere Handlungsoptionen 46

5 Langfristige Anforderungen an die Systemflexibilität 48

Notwendigkeit negativer Preisspitzen 48

Ausschreibungsfristen der Regelmärkte 48

Anpassung des EE-Fördersystems 49

6 Fazit 51

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Stilisierte Merit-Order Kurve 10

Abbildung 2: Anpassung des Kraftwerksparks durch EE-Integration 12

Abbildung 3: Pro-rata Zuteilung (links) vs. Zulassung negativer Preise (rechts) 14

Abbildung 4: Zeitliche Fristen der Regelleistungsprodukte 17

Abbildung 5: EEX Spotpreise anhand residualer Last (10/2008-10/2009) 20

Abbildung 6: EEX Spotpreise anhand konventioneller Erzeugung (10/2008-11/2009) 21

Abbildung 7: EEX Spotpreise anhand anteiliger Erzeugung der verfügbaren Kapazität (10/2008-11/2009) 22

Abbildung 8: Verhältnis von Preisen am Markt für negative Regelleistung und EEX Spotmarkt (21.-26.11.2009) 24

Abbildung 9: EEX Spot- und negative Minutenreservepreise im Verhältnis zu konventioneller Erzeugung (21.-26.11.2009) 25

Abbildung 10: EEX Spotpreise und Erzeugungsmengen (21.-26.11.2009) 26

Abbildung 11: EEX Spot- und negative Minutenreservepreise anhand der Erzeugung nach Energieträgern (21.-26.11.2009) 27

Abbildung 12: EEX Spotpreise anhand anteiliger Erzeugung aus Gaskraftwerken (10/2008-11/2009) 28

Abbildung 13: Negative Minutenreservepreise anhand anteiliger Erzeugung aus Gaskraftwerken (10/2008-11/2009) 29

Abbildung 14: EEX Spotpreise anhand anteiliger Erzeugung aus Steinkohlekraftwerken (10/2008-11/2009) 30

Abbildung 15: Negative Minutenreservepreise anhand anteiliger Erzeugung aus Steinkohlekraftwerken (10/2008-11/2009) 31

Abbildung 16 EEX Spotpreise anhand anteiliger Erzeugung aus Braunkohlekraftwerken (10/2008-11/2009) 32

Abbildung 17: Negative Minutenreservepreise anhand anteiliger Erzeugung aus Braunkohlekraftwerken (10/2008-11/2009) 33

Abbildung 18 EEX Spotpreise anhand anteiliger Erzeugung aus Kernkraftwerken (10/2008-11/2009) 34

Abbildung 19: Negative Minutenreservepreise anhand anteiliger Erzeugung aus Kernkraftwerken (10/2008-11/2009) 35

Abbildung 20: Die Marktsituation am 4. Oktober 2009 41

Abbildung 21: Darstellung des Wälzungsmechanismus in vereinfachter Form 43

Abbildung 22: Jahresdauerlinie Day-Ahead Ausgleich Windstromerzeugung 44

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Übersicht über ausgeschriebene Regelleistungsprodukte (10/2008-11/2009) 23

Tabelle 2: Übersicht konventioneller Erzeugung und verfügbarer Kapazität (10/2008-11/2009) 36

Tabelle 3: Übersicht der Einspeisung verschiedener Energieträger in Stunden mit negativen Strompreise vs. allen Stunden im Zeitraum 10/2008-11/2009 37

Tabelle 4: Übersicht der Preise für negative Regelleistung in Stunden mit negativen Strompreisen vs. allen Stunden im Zeitraum 10/2008-11/2009 38

Tabelle 5: Nachfrageseitige Daten der zehn Stunden mit stark negativen Preisen 38

Tabelle 6: Angebotsseitige Daten der zehn Stunden mit stark negativen Preisen 39

Tabelle 7: Preise für negative Minutenreserve in Stunden mit stark negativen Strompreisen 40

1 Einführung und Herangehensweise

Seit September 2008 werden an der European Energy Exchange (EEX) negative Gebote bis zu einem Floor von -3.000 € zugelassen, um eine effizientere Preisfindung zu ermöglichen. Innerhalb des vergangenen Jahres gab es bereits eine Vielzahl negativer Preisstunden. In der Nacht vom 3. auf den 4. Oktober 2009 kam es bedingt durch eine sehr geringe Last und eine relativ starke Windeinspeisung in der dritten Stunde (2-3 Uhr) zu einem bisherigen „Niedrigstpreis“ von -500€/MWh.

Zum 1. Januar 2010 tritt die neue Ausgleichsmechanismus-Verordnung zum Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG-AusglMechV) in Kraft. Dies hat zur Folge, dass von nun an die vollständige EEG-Strommenge an der Strombörse vermarktet wird. Bisher wurden lediglich die Mengen am Großhandel angeboten, die über das zu wälzende EEG-Band hinaus verfügbar waren. Die zukünftige Regelung könnte stärkere Preisreaktionen zur Folge haben.

Daraus leitet sich der Forschungsbedarf ab, wie sich die Änderungen der EEG-Vermarktung auf die Preisbildung an der EEX auswirken und wie die bestehenden Flexibilitäten am Strommarkt wirken und ggf. kurz- und mittelfristig erweitert werden können.

Im ersten Schritt werden Grundlagen der Preisbildung mit Blick auf negative Strompreise dargestellt. Hierbei kann selbst bei Verfügbarkeit aller benötigten Daten nicht im Detail das Bietverhalten der Marktakteure auf Basis fundamentaler Zusammenhänge erklärt werden. Die Fundamentalanalyse von Preisen und Grenzkosten stößt bereits bei positiven Strompreisen aus Gründen der Datenverfügbarkeit an Grenzen. Die Preissensitivität im negativen Preisbereich scheint aufgrund systemstabilitätsrelevanter Aspekte wesentlich empfindlicher zu sein, was eine Erklärung der exakten Preishöhe sehr schwierig macht.

Um dennoch Abschätzungen über die Marktsituation treffen zu können, werden die Zusammenhänge der Spot- und Regelmärkte und das Verhalten der verschiedenen Kraftwerkstypen im Betrachtungszeitraum von Oktober 2008 bis November 2009 dargestellt. Auf dieser Basis können die Marktsituationen in den Stunden mit negativen Preisen gespiegelt werden.

Die Marktsituation am 3./4. Oktober 2009 wird im nächsten Schritt detailliert untersucht. Hierfür werden alle zur Verfügung stehenden Daten herangezogen (Last, Erzeugung aus Wärmekraftwerken und erneuerbaren Energien, Außenhandel, Ergebnisse der Regelleistungsmärkte), um zu analysieren ob sich die Situation am 4. Oktober 2009 von bisherigen Situationen unterscheidet, in denen negative Preise zu beobachten waren.

Für die Beantwortung der Frage, ob die bestehenden Flexibilitäten der EEG-Vermarktung ausreichen, werden die bestehenden Märkte, Marktzusammenhänge und Limitierungen der Vermarktungsmöglichkeiten dargestellt. Darauf aufbauend werden Möglichkeiten weiterer Handlungsoptionen formuliert. Anschließend wird thematisiert, wie sich diese Anpassungsoptionen in die langfristige Marktentwicklung einfügen. Aufgrund des geplanten zeitnahen Ausbaus erneuerbarer Energien ist eine Flexibilisierung des Stromsystems, das mit stark volatilen Preisen einher geht bzw. durch diese erst angereizt wird, zwingend notwenig (Nicolosi/Fürsch, 2009). Daher werden die Effekte für die kurze und die lange Frist separat diskutiert.

Im nächsten Kapitel werden die Grundlagen negativer Preise diskutiert. Das dritte Kapitel baut auf diesen Erklärungen auf und stellt detailliert dar, welche Ergebnisse sich, insbesondere in den Stunden mit negativen Preisen, auf den betrachteten Märkten eingestellt haben. Im vierten Kapitel werden die Änderung des Ausgleichsmechanismus und die zu erwartenden Auswirkungen diskutiert. Das fünfte Kapitel stellt die Marktbeobachtungen in eine langfristige Perspektive und diskutiert Anforderungen an die Systemflexibilität. Das Fazit rundet die Studie ab.

2 Grundlagen negativer Preise

In diesem Kapitel werden die Grundlagen für die spätere Analyse gelegt. Einer kurzen Einführung in die Preisbildung an Strommärkten folgt eine Erklärung der langfristigen Effekte von Preissignalen auf die Investitions- und Stilllegungsentscheidungen im Kraftwerkspark. Das Kapitel schließt mit einer Diskussion über die Notwendigkeit negativer Preise an der EEX und Einflussfaktoren welche diese Notwendigkeit begründen.

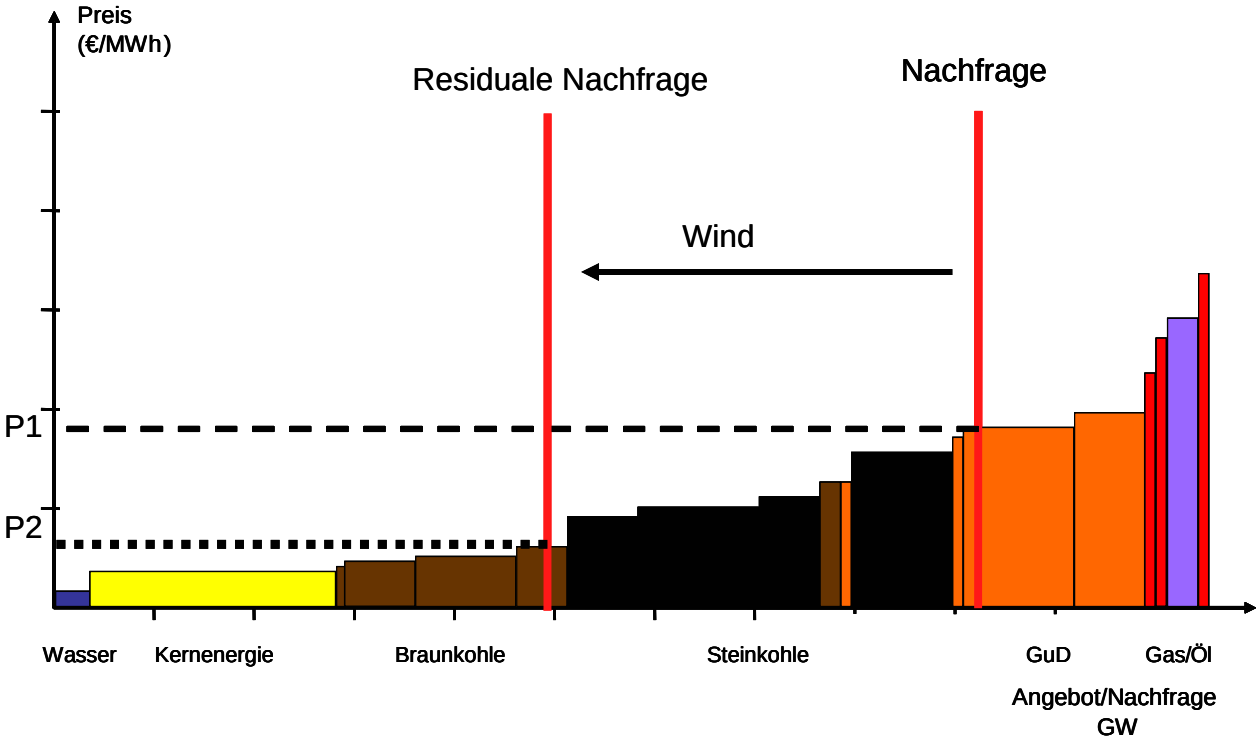
2.1 Einführung in die Strompreisbildung

Eine wesentliche Eigenschaft des Gutes Strom ist die stark eingeschränkte wirtschaftliche Speicherbarkeit in signifikanten Mengen. Hinzu kommt die Bedingung, dass das Stromangebot die Nachfrage in jedem Zeitpunkt decken muss, da ansonsten die Versorgungsqualität (Spannungs-/Frequenzhaltung) leidet oder gar ein Systemausfall die Folge wäre. Dies führt dazu, dass ausreichend Erzeugungskapazität zur Verfügung stehen muss, um die Spitzenlast zu decken.

Auf wettbewerblichen Märkten bilden sich Großhandelsstrompreise (Erzeugerpreise) in Höhe der sog. Systemgrenzkosten (SMC). Die SMC messen die (marginalen) Zusatzkosten im Erzeugungssystem, die mit der Deckung einer (marginalen) Einheit zusätzlicher Nachfrage verbunden sind. In Perioden schwacher Last (Off-Peak) und reichlich verfügbarer Kapazität sind die SMC i.W. durch die variablen Kosten des letzten zur Nachfragedeckung benötigten Kraftwerks bestimmt (kurzfristige Grenzkosten). In Perioden starker Last (Peak) und knapper Kapazität beinhaltet der wettbewerbliche Strompreis ferner einen Aufschlag, der Kapazitätsknappheit anzeigt und im langfristigen Gleichgewicht die Kosten einer Kapazitätserweiterung signalisiert (langfristige Grenzkosten). Eine derartige Spitzenlastpreisbildung (Peak-Load-Pricing) ist für Märkte nicht-speicherbarer Produkte konstitutiv (da die Deckung der Spitzenlast nicht aus einer Lagerhaltung erfolgen kann). Die Spitzenlastpreise bestimmen sich in einzelnen Stunden abhängig von der Zahlungsbereitschaft zu Spitzenzeiten und ermöglichen im langfristigen Gleichgewicht Spitzenlastkraftwerken bei wenigen Jahreseinsatzstunden Vollkostendeckung.

Die Strompreisbildung basiert auf einer stilisierten Angebotskurve, die im Strommarkt Merit-Order genannt wird (Abbildung 1).

Abbildung 1: Stilisierte Merit-Order Kurve



Quelle: EWI.

Nach der Merit-Order sind die Kraftwerke in aufsteigender Reihenfolge ihrer variablen Kosten sortiert. Daraus folgt, dass bei gegebener Stromnachfrage ein Kraftwerk mit bestimmten variablen Kosten den Strompreis setzt, den alle günstigeren Kraftwerke ebenfalls erhalten.[1] Aus der Einheitspreissystematik folgt, dass Kraftwerke Beiträge zur Deckung ihrer Festkosten (Kapitalkosten und fixe Betriebskosten wie Personal-, Wartungs- und Instandhaltungskosten) einspielen, wenn ein Kraftwerk mit höheren variablen Kosten den Strompreis bestimmt; ferner sind Deckungsbeiträge aus Preisspitzen infolge von Kapazitätsknappheit von Bedeutung (s.o.).

Für Kraftwerke mit geringen variablen Kosten und hohen Festkosten ergibt sich langfristig Vollkostendeckung durch Beiträge zur Festkostendeckung in relativ vielen Stunden des Jahres. Umgekehrt ergibt sich für Kraftwerke mit hohen variablen Kosten und geringen Festkosten deren Deckung in relativ wenigen Stunden des Jahres, wobei Preisspitzen in wenigen Spitzenlaststunden eine vergleichsweise hohe Bedeutung zukommt (s.o.).

[1] Für eine ausführliche Diskussion dieses Einheitspreisansatzes siehe z.B. Ockenfels et al. (2008).

2.2 Einfluss erneuerbarer Energien: Statische und dynamische Betrachtung der Merit-Order Kurve

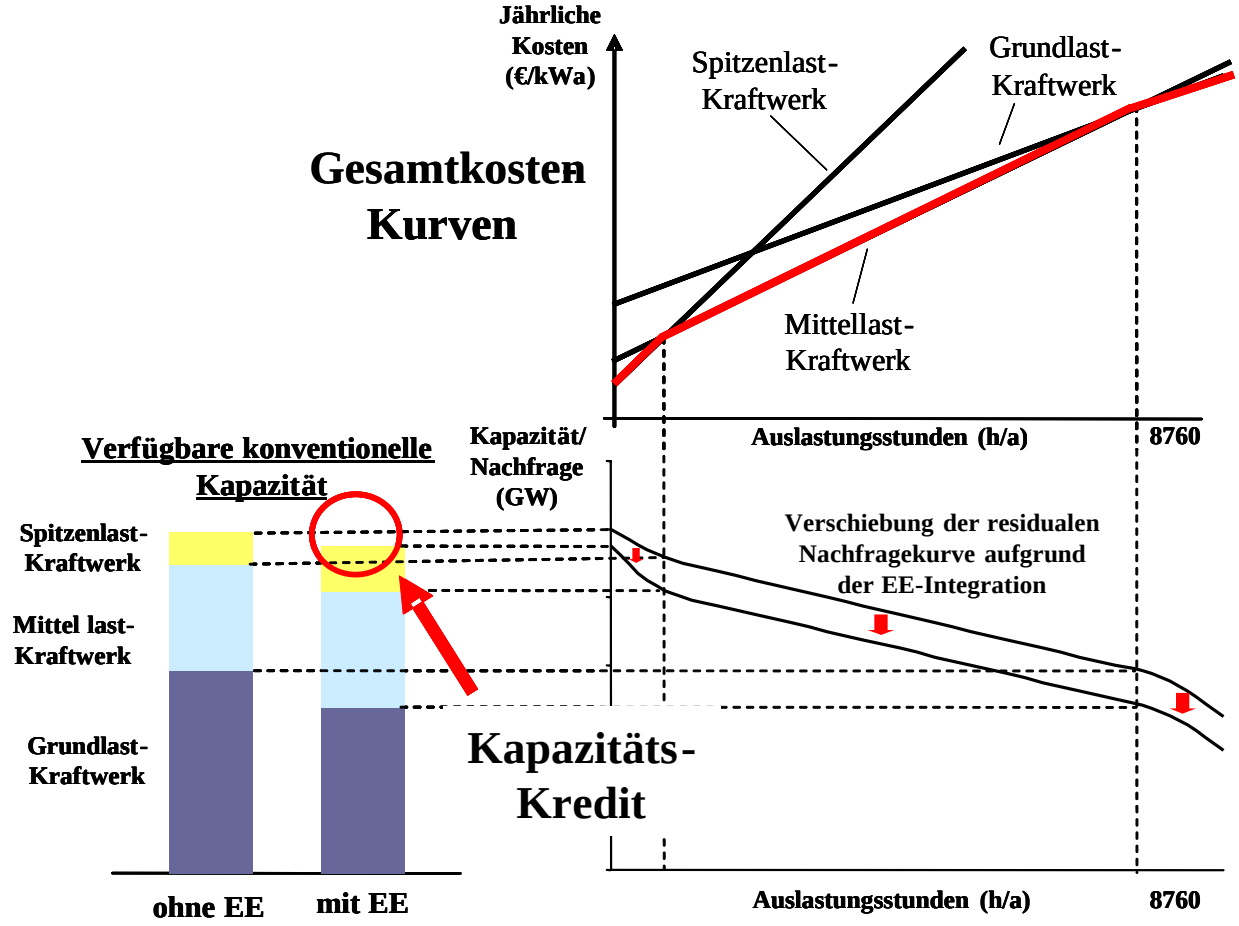
Im Erneuerbare-Energien-Gesetz werden die Netzbetreiber verpflichtet, den EE-Strom aufzunehmen, zu vergüten und je nach Ausgleichregelung in den Markt zu integrieren. Diese EE-Strommengen werden demnach in jedem Fall abgenommen. Abbildung 1 verdeutlicht dies, indem die Nachfragekurve verschoben wird. Diese neue sog. residuale Nachfrage zeigt nun die Strommenge, die vom konventionellen Strommarkt bereitgestellt werden muss. Alternativ kann dieser Zusammenhang auch anhand einer Verschiebung der Angebotskurve verdeutlicht werden. Die zugrunde liegenden Zusammenhänge sind in beiden Darstellungsformen äquivalent.

Die Verschiebung der Nachfragekurve führt dazu, dass ein Kraftwerk mit niedrigeren variablen Kosten das sogenannte Grenzkraftwerk wird und somit den Preis setzt. In der kurzen Frist, d.h. ohne Berücksichtigung von Investitions- und Stilllegungsentscheidungen, sinkt der Strompreis auf der Großhandelsebene, wenn Wind eingespeist wird.[2]

Langfristig, d.h. unter Berücksichtigung von Investitions- und Stilllegungsentscheidungen, kommt es aufgrund der veränderten Anforderung an den Kraftwerkspark zu einer Verschiebung der Erzeugungsstruktur. Dies ist veranschaulicht in Abbildung 2.

[2] Daraus folgt nicht, dass der Großhandels-Strompreis generell gesenkt wird. Dieser unter dem Stichwort „Merit-Order Effekt“ diskutierte Zusammenhang wird seit längerem diskutiert. Siehe hierzu: BMU (2007), Sensfuß (2007), Wissen/Nicolosi (2008), Erdmann (2008). Ferner ist zu berücksichtigen, dass die EE-Einspeisung zwar kurzfristig den Großhandels-Strompreis reduziert, zugleich jedoch durch die EEG-Umlage den Endverbraucher-Strompreis treibend wirkt.

Abbildung 2: Anpassung des Kraftwerksparks durch EE-Integration



Quelle: Wissen/Nicolosi (2008), siehe ebenfalls Nabe (2006).

In Abbildung 2 sind die ökonomischen Anpassungseffekte des Kraftwerksparks an die veränderte Einspeisung von EE dargestellt.[3] Im oberen Teil der Grafik sind die jährlichen Gesamtkosten (festen plus variablen Kosten) von Grund-, Mittel- und Spitzenlastkraftwerken abhängig von der Kraftwerksauslastung aufgezeigt. Je nach Auslastung sind unterschiedliche Kraftwerkstypen wirtschaftlich. Die Kurven starten auf der Ordinate in Höhe der annuitätisch umgelegten Fixkosten und steigen auslastungsabhängig mit den jährlich anfallenden variablen Kosten. Die Schnittpunkte markieren die Jahresauslastungen, ab denen andere Kraftwerkstechnologien kostengünstiger produzieren. Grundlastkraftwerke sind aufgrund ihrer hohen Investitionskosten und relativ niedrigen

[3] Die in Abbildung 2 dargestellte Anpassung des konventionellen Kraftwerksparks an eine veränderte EE-Einspeisung lässt keine Rückschlüsse auf die technischen Anforderungen zu, die durch den erhöhten Anteil an volatiler Windenergie an den Kraftwerkspark gestellt werden. So führt bspw. eine steigende volatile EE-Einspeisung zu vermehrten Anfahrvorgängen konventioneller Kraftwerke. Dadurch ergibt sich ein zusätzlicher Bedarf an flexiblen Kraftwerkstechnologien, welche häufig als Spitzenlastkraftwerke fungieren. Diese Effekte sind jedoch nicht Gegenstand dieser Analyse.

variablen Kosten erst bei einer relativ hohen Auslastung wirtschaftlich. Umgekehrt weisen Spitzenlastkraftwerke aufgrund geringer Investitionskosten und relativ hoher variabler Kosten Vorteile bei einer geringen Auslastung auf. In der unteren Grafik ist zum einen eine Lastdauerlinie ohne EE (obere Kurve) und zum anderen eine Lastdauerlinie mit EE (untere Kurve) dargestellt. Die residuale Lastdauerlinie stellt die stündlichen in einem Jahr vorkommenden Lasten, die durch die übrigen Kraftwerke abzüglich EE gedeckt werden müssen, in absteigender Reihenfolge dar.[4] Durch die Verschiebung der Jahresdauerlinie (Lastkurve) aufgrund der EE-Einspeisung kommt es zum einen zu einer Absenkung des Gesamtbedarfs an konventionellen Kraftwerkskapazitäten (linker Teil der Grafik).[5] Zum anderen verschieben sich die Anteile der jeweiligen Kraftwerkstypen an der gesamten verfügbaren konventionellen Leistung. So sinkt die Auslastung der Grundlastkraftwerke, da zunehmend EE-Strom während Schwachlastzeiten eingespeist wird. Dies führt langfristig – also unter Beachtung der Investitionsentscheidungen – zu einem sinkenden Bedarf an Grundlastkraftwerken. Gleichzeitig steigt durch die vermehrte volatile EE-Einspeisung der Bedarf an Mittel- und Spitzenlastkraftwerken, da diese die veränderte residuale Laststruktur ökonomisch effizienter abfahren können.

2.3 Grundlagen negativer Strompreise

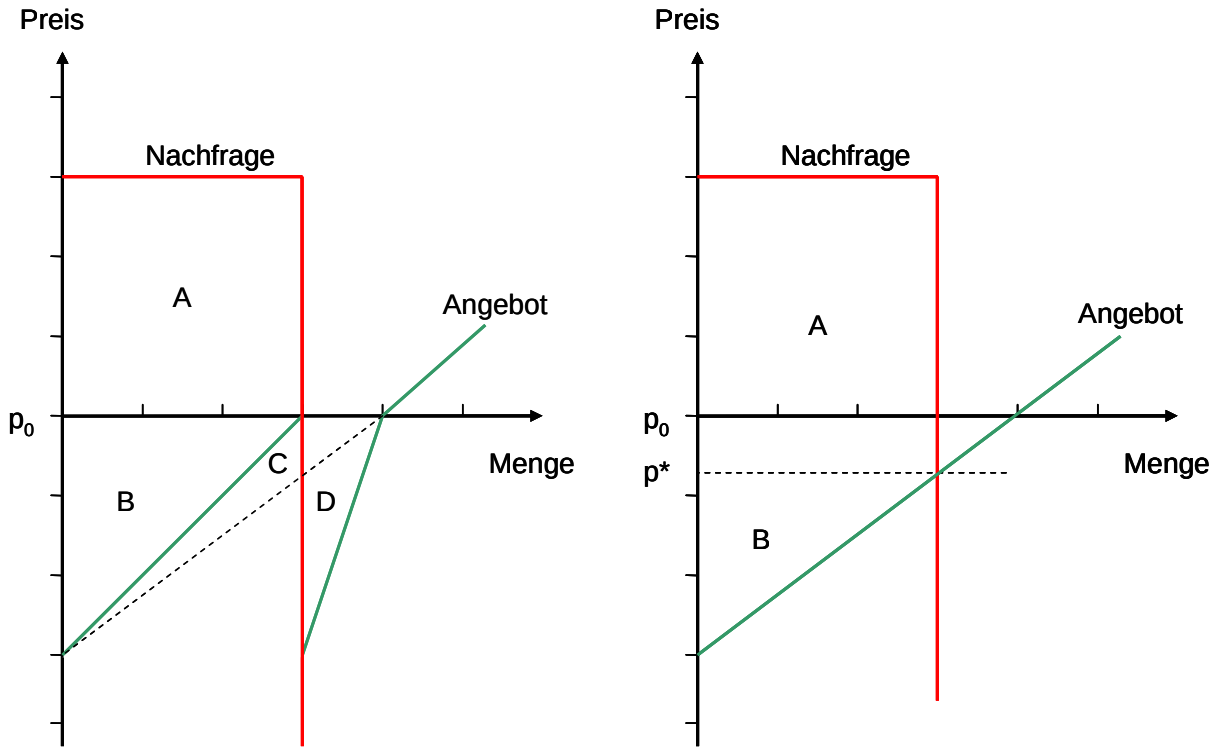
In der Vergangenheit war die untere Gebotsgrenze an der EEX Null Euro. Innerhalb des Jahres 2009 wurden negative Gebote an der EEX zugelassen und im Oktober erstmals beobachtet. Die ökonomische Grundlage für negative Preise ergibt sich aus der dynamischen Betrachtung der Preisfindung an Strombörsen. Unflexible Kraftwerke mit hohen An- und Abfahrkosten (in der Regel Grundlastkraftwerke) haben beim Herunterfahren Opportunitätskosten. Diese sind begründet durch das teure spätere Hochfahren und ggf. durch entgangene Gewinne in Folgestunden wenn das Kraftwerk aufgrund von Mindeststillstandzeiten nicht sofort wieder hochfahren kann. Diese Opportunitätskosten sind grenzkostenrelevant und bestimmen daher Preisgebote für einzelne Stunde bzw. Stundenblöcke. Die Möglichkeit negativer Preisgebote ist Effizienz steigernd und wünschenswert wie anhand von Abbildung 3 dargestellt wird.[6]

[4] Siehe Stoft, S. (2002) für eine ausführliche Einführung.

[5] Der Anteil am konventionellen Kraftwerkspark, der durch EE-Anlagen ersetzt werden kann, ohne eine Reduktion der Versorgungssicherheit in Kauf zu nehmen, wird durch den sog. Leistungskredit der EE-Anlagen bestimmt. Für eine ausführliche Erläuterung, siehe Dena (2005).

[6] Ockenfels et al. (2008); Nicolosi/Fürsch (2009); Viehmann/Sämisch (2009).

Abbildung 3: Pro-rata Zuteilung (links) vs. Zulassung negativer Preise (rechts)



Quelle: Viehmann/Sämisch (2009).

Zur Illustration des Nutzens negativer Preise wird der Vergleich mit der pro-rata Zuteilung herangezogen, die vor der Einführung negativer Preise vollzogen wurde. Als das Mindestgebot an der EEX noch 0 €/MWh betrug, wurden alle Angebote so lange anteilsmäßig gekürzt, bis das Angebot der Nachfrage entsprach. Anbieter konnten nur noch einen Teil der ursprünglich geplanten Menge verkaufen. Die linke Seite der Abbildung 3 veranschaulicht diese Kürzung. Die Anbieter wären bereit bei einem Preis von 0 €/MWh vier Einheiten zu produzieren. Die unelastische Nachfrage beträgt nur drei Einheiten. Die pro-rata Zuteilung kürzt das Angebot um 25%, so dass nur noch drei Einheiten angeboten werden können. Im Gegensatz dazu ist auf der rechten Seite der Abbildung 3 negative Preise zugelassen. Es kann sich ein negativer Preis von p* einstellen. Anbieter mit Grenzkosten zwischen 0 €/MWh und p* erhalten keinen Zuschlag mehr. Diese Kraftwerke könnten im Falle der pro-rata Zuteilung noch produzieren, bei negativen Preisen jedoch nicht mehr. Aus diesem Grund kommt es bei der pro-rata Zuteilung zu einem gesamtwirtschaftlichen Wohlfahrtsverlust, der im linken Teil der Abbildung 3 als Fläche C dargestellt ist. Darüber hinaus können Konsumenten nicht von dem Überangebot bei der pro-rata Zuteilung profitieren. Im Gegensatz dazu steigt die Konsumentenrente im Falle der negativen Preise (Fläche A).

2.4 Weitere Erklärungsansätze für die eingeschränkte Flexibilität im Stromsystem

Zusätzlich zu den „Inflexibilitätskosten“ des Kraftwerksparks können Verpflichtungen auf anderen Märkten ebenfalls eine angepasste Fahrweise einzelner Kraftwerke verhindern. Dies kann sowohl für andere innerdeutsche Märkte, wie auch für ausländische Märkte gelten. Die Interaktionen bestehen sowohl in der zeitlichen Frist der jeweiligen Märkte als auch in den spezifischen Flexibilitäten. Im Folgenden werden die kraftwerksparkspezifischen Restriktionen diskutiert bevor auf die zusammenhängenden Märkte eingegangen wird. Im Kapitel 3.3 werden diese Zusammenhänge anhand beobachtbarer Marktsituationen diskutiert.

Anfahrkosten und Opportunitätskosten verschiedener Kraftwerkstypen

Wie anhand der Merit-Order Diskussion gezeigt wurde haben die verschiedenen Kraftwerkstypen unterschiedliche ökonomische Eigenschaften. Aus der Position innerhalb der Merit-Order lässt sich ableiten, welcher Kraftwerkstyp bei Lastanstieg in den Morgenstunden einspeisen sollte um die Angebotskurve kosteneffizient abzufahren. Müsste ein Kraftwerk aufgrund einer Lastsenke und der Mindestlastbedingung herunterfahren, würden diesem Kraftwerk in den Folgestunden Gewinne entgehen. [7] Diese entgangenen Gewinne zusammen mit den zusätzlichen Anfahrkosten werden gemäß dem Opportunitätskostenprinzip bei der Gebotsabgabe eingepreist. Hierbei sind Grundlastkraftwerke tendenziell eher bereit negativ in den Markt zu bieten und durchgehend einzuspeisen, da sie relativ schnell beim Lastanstieg wieder profitabel betrieben würden.

Lastgradient

Zusätzlich zu der ökonomischen Motivation in Lasttälern negative Preise zu bieten kann es auch aus technischen Gründen nötig sein ausreichend Erzeugungsleistung am Netz zu haben. Dies ist der Fall, wenn die Steigung der Last (Gradient) in den Folgestunden so hoch ist, dass Kraftwerke nicht schnell genug hochfahren können sondern diesen Anstieg aus Teillastbetrieb bedienen müssen.
Diese technischen Anforderungen nehmen durch einen hohen Windenergieanteil zu, da zusätzlich zum Nachfrageanstieg ggf. die Windeinspeisung abnehmen kann. In extremen Fällen kann also ein hoher Nachfrageanstieg auf eine starke Reduktion der Windeinspeisung treffen, wodurch der Gradient steiler wird.

Saisonalität Kraftwerksverfügbarkeit

Das Bieten negativer Preisgebote orientiert sich wie bereits beschrieben u.a. an den Mindestlastbedingungen der verfügbaren und einspeisenden Kraftwerke. Das Lastniveau schwankt in Deutschland innerhalb eines Jahres u.a. aufgrund von Witterungsverhältnissen. Aus diesem Grund verteilen Kraftwerksbetreiber ihre jährlichen Revisionen entsprechend der Saisonalität. So lässt sich im Sommer bei geringer Last beobachten, dass die Einspeisung einen geringeren Wert annehmen kann, bevor die Mindestlastbedingungen der einspeisenden Kraftwerke tangiert werden und sich

[7] Thermische Kraftwerke haben eine Restriktion hinsichtlich ihrer minimalen Erzeugung. Wenn Kraftwerke unter dieser Mindestlast fahren kann der Betrieb nicht mehr aufrechterhalten werden.

negative Preise einstellen. Im Umkehrschluss ist diese Mindestlastbedingung des aggregierten Kraftwerksparks im Winter bei einem absolut höherem Wert erreicht.

Kuppelleitungskapazitäten

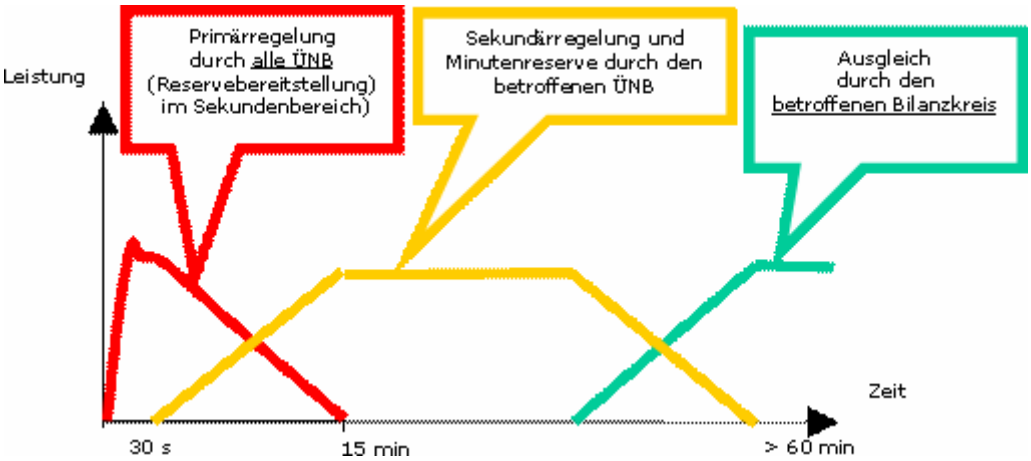
Für den internationalen Stromaustausch stehen Kuppelleitungen zur Verfügung. Die Auktionsregeln für diese Kuppelleitungen unterliegen derzeit einem stetigen Wandel. Tendenziell ist es erwünscht die Fließrichtung der Leitung an die Ergebnisse der jeweiligen Strommärkte z.B. durch implizite Auktionen zu binden. Diese integrierte Optimierung stellt die Lösungsalgorithmen der Auktionssoftware regelmäßig vor große Herausforderungen. Aus diesem Grunde ist dieser Prozess derzeit im ständigen Fluss. Viele Kuppelleitungen werden derzeit u.a. aus den genannten Gründen noch immer explizit auktioniert, d.h. Unabhängig von der Stromauktion. Da diese Auktionen zum Teil vor den Strommarktergebnissen stattfinden ist nicht garantiert, dass es zu einem effizienten Marktergebnis kommt. Ein Auktionsergebnis kann den potentiellen Stromfluss in die entgegengesetzte Richtung des Preisgefälles binden. Dadurch würde die Kuppel nicht mehr für eine ökonomische Nutzung, z.B. zur Vermeidung negativer Preise, zur Verfügung stehen.

Im Folgenden wir der Einfluss des Regelleistungsmarktes ausführlicher dargestellt, der er in den Knappheitssituationen bei der Fahrweise der Kraftwerke eine signifikante Rolle spielen kann.

Regelenergie

Ein fundamentaler Grund, der derzeit eine Mindesteinspeisung konventioneller Kraftwerke erfordert ist die Aufrechterhaltung der Systemstabilität, da Erzeugung und Verbrauch sich zu jedem Zeitpunkt in einem Gleichgewicht befinden müssen. Ein Abweichen von diesem Gleichgewicht äußert sich in einer Änderung der Frequenz (ein Überangebot führt zu Frequenzanstieg und ein Mangel zu Frequenzabfall). Zu Abweichungen ggü. dem geplanten Gleichgewicht kann es kommen, da es Prognosefehler bei der Last und bei der Windeinspeisung gibt und konventionelle Kraftwerke ungeplant vom Netz gehen können. Für die Systemstabilität stehen je nach zeitlicher Frist verschiedene Märkte zur Verfügung. In Abbildung 4 werden die verschieden zeitlichen Fristen veranschaulicht.

Abbildung 4: Zeitliche Fristen der Regelleistungsprodukte



Quelle: Regelleistung.net.

Für die kürzeste Frist, bspw. bei ungeplanten Kraftwerksausfällen, ist die Primärregelleistung vorgesehen, die innerhalb von 30 Sekunden durch automatische Aktivierung vollständig für einen Zeitraum bis 15 Minuten zur Verfügung stehen muss. Diese wird abgelöst von der Sekundärregelleistung, die nach 30 Sekunden aktiviert wird und innerhalb von fünf Minuten ebenfalls durch automatische Aktivierung zur Verfügung stehen muss. Die Minutenreserve (Tertiärreserve) muss nach 15 Minuten vollständig zur Verfügung stehen und für einen Zeitraum von i.d.R einer, bis maximal vier Stunden einspeisen können.
Die Ausschreibung der Primär- und Sekundärreserve findet monatlich statt und muss automatisch vom Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) steuerbar sein. Dies hat zur Folge, dass diese Regelprodukte die sog. drehende Reserve bilden. Das bedeutet, dass diese Reserveprodukte aus Kraftwerken kommen müssen, die bereits in das Netz einspeisen. Im Gegensatz zu den ersten beiden Produkten findet die Ausschreibung für die Minutenreserve werktäglich statt und kann ebenfalls aus stehender Reserve bestehen. So sind bspw. Gasturbinen in der Lage, innerhalb von 15 Minuten hochzufahren und die benötigte Leistung in das Netz zu speisen.[8] Die werktägliche Ausschreibung führt dazu, dass die Auktionen für die Leistungsvorhaltung am Montag bereits am Freitag auktioniert werden und somit die Fristen für den Minutenreservemarkt und den Spotmarkt gelegentlich weiter auseinanderfallen.

Grundsätzlich muss positive und negative Reserveleistung unterschieden werden. In den obigen Erklärungen wurde darauf abgestellt, wie schnell die Produkte ihre Leistung einspeisen können müssen. Dies entspricht dem Fall der positiven Reserveleistung. Die negative Reserveleistung bedeutet, dass entweder ein Kraftwerk die Einspeisung reduziert oder ein Verbraucher seine Nachfrage erhöht, um die Netzfrequenz wieder auf dem gewünschten Niveau zu stabilisieren. Wenn ein Kraftwerk negative Reserveleistung anbietet bedeutet dies, dass es in der Lage sein muss, die Einspeisung um die verauktionierte Leistung zu reduzieren.

[8] Bei den Auktionen werden Preise für Leistung- und Arbeit geboten. Aufgrund der Leistungsvorhaltung wird hier ein Fokus auf die Leistungspreise gelegt.

Die Kraftwerke, die sich für die positive und negative Primär- und Sekundärreserveleistung verpflichtet haben, dürfen nicht vom Netz gehen, da sie die Systemdienstleistung dann nicht mehr innerhalb des erforderlichen Zeitraums anbieten könnten. Die täglichen Auktionen auf dem Minutenreservemarkt führen dazu, dass das Preisniveau ein guter Indikator für die Kapazitätsknappheit im Strommarkt ist. Bei der positiven Minutenreserve kommt es zu Knappheiten und damit zu hohen Preisen, wenn die Nachfrage sehr hoch ist und bereits ein großer Teil der verfügbaren Kraftwerke am regulären day-ahead Markt benötigt werden. Die negative Minutenreserve ist knapp und zeigt hohe Preise, wenn es ein niedriges Nachfrageniveau gibt und wenige Kraftwerke am Netz sind, welche Ihre Leistung reduzieren können. Alternativ fahren die Kraftwerke bereits nahe ihrer minimalen Erzeugung und können diese nicht weiter reduzieren.

3 Empirische Analyse des Strommarktes bei negativen Strompreisen

In diesem Kapitel wird der Zeitraum von Oktober 2008 bis einschließlich November 2009 untersucht, um darauf aufbauend die einzelnen Stunden mit stark negativen Preisen zu analysieren. Ab Oktober 2008 wurden negative Preise für einzelne Stunden am day-ahead Markt der EEX beobachtet.

3.1 Übersicht der genutzten Daten

Für diese Studie wurden Daten von verschiedenen Organisationen genutzt, die in Kombination das Marktgeschehen erklären können. Für die Richtigkeit und Vollständigkeit der Daten kann nicht garantiert werden.

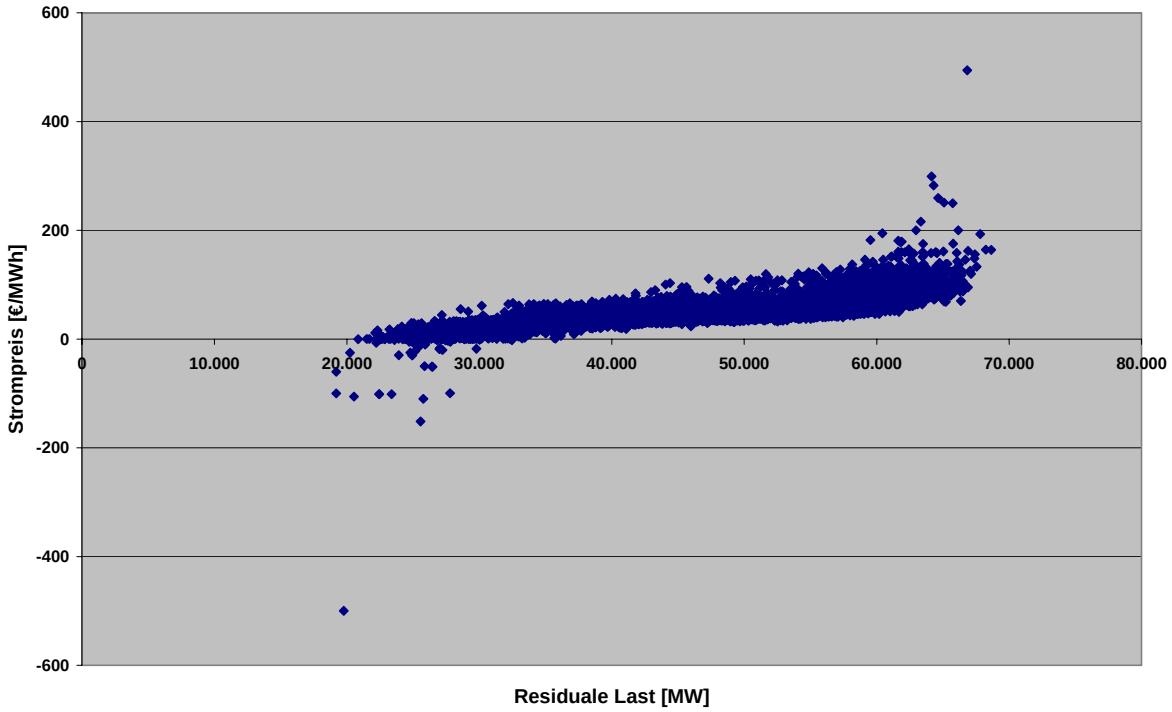
- EEX für Preise, Transparenzinitiative für verfügbare Kapazität und Erzeugung
- ENTSO-E für gesamte Last in Deutschland
- BDEW für die Windeinspeisung
- Regelleistung.net für ausgeschriebene Primär- Sekundär und Minutenreserveleistung sowie Minutenreservepreise

3.2 Allgemeine Übersicht des Betrachtungszeitraums

Die im vorherigen Abschnitt anhand von Abbildung 1 dargestellte Preisfindung findet sich als empirische Realisierung aus Sicht der Nachfrage in Abbildung 5 wider. Die Spotmarktpreise sind anhand der residualen Last sortiert.[9]

[9] Die residuale Last wurde bestimmt, indem die Gesamtlast reduziert wurde um die EE-Einspeisung. Die Datenlage erfordert an dieser Stelle einige Anpassungen. Die Daten der Windeinspeisung sind stundenscharf verfügbar. Die darüber hinaus vergüteten EE-Strommengen sind lediglich in einer monatsscharfen Auflösung verfügbar. Aus diesem Grund wird die gesamte EE-Menge um die Windeinspeisung reduziert und die restliche Menge auf alle Stunden des jeweiligen Monats aufgeteilt, so dass ein EE-Band von der gesamten Last abgezogen wird. Es ergibt sich folgende Formel: Residuale Last = Gesamtlast – stündliche Windeinspeisung – (Gesamte EE Menge – Gesamte Windeinspeisung)/Zahl der Stunden des Monats.

Abbildung 5: EEX Spotpreise anhand residualer Last (10/2008-10/2009)



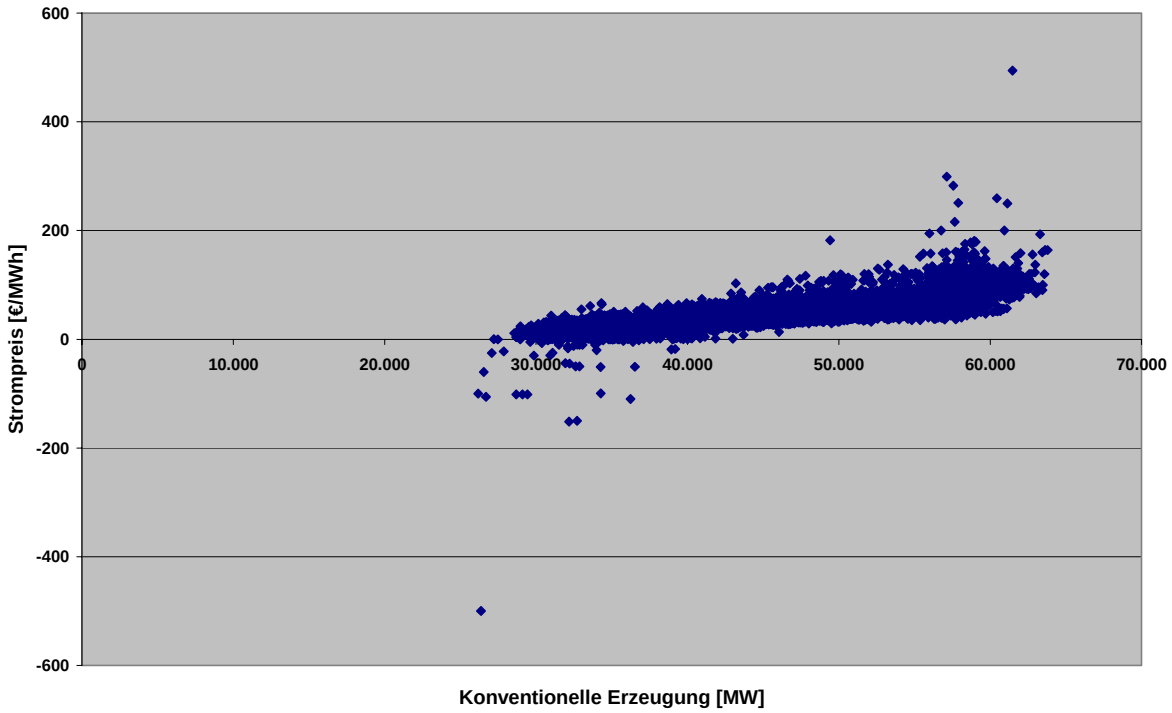
Quelle: EWI auf Basis von EEX, BDEW, ENTSO-E Daten.

Ein Datenpunkt stellt eine Stunde dar. Dies bedeutet, dass sich bei einem bestimmten Lastniveau (auf der Abszisse dargestellt) ein bestimmter Strompreis ergibt (auf der Ordinate dargestellt). Es ist direkt ersichtlich, dass die Strompreise sich relativ gut durch die Höhe der residualen Last erklären lassen. Dies wird bestätigt durch eine Korrelation von 0,75. Dennoch kommt es bei einem gegebenen Lastniveau zu unterschiedlichen Preisen. Hierfür gibt es eine Vielzahl von Gründen. Der wichtigste Grund dürften die über den betrachteten Zeitraum schwankenden Preisniveaus der Primärenergieträger sein, welche die variablen Kosten des Kraftwerkseinsatzes maßgeblich bestimmen. Weitere Abweichungen lassen sich bspw. durch den Außenhandel erklären, der die Nachfrage in Deutschland sowohl erhöhen als auch reduzieren kann, indem Strom exportiert bzw. importiert wird. Ein weiterer Grund für unterschiedliche Strompreise bei gleicher Last ist die zur Darstellung herangezogene Kalkulation des sonstigen EEG-Bandes. Hier sind sicherlich Schwankungen vorhanden, die sich durch diese Darstellung nicht wiederfinden.

Wie bereits erörtert lässt sich die Preisbildung ebenfalls anhand der Merit-Order diskutieren. Abbildung 6 stellt aus diesem Grund die Preisbildung anhand der konventionellen Erzeugung dar. Die Struktur ähnelt im Wesentlichen der Darstellung anhand der residualen Last. Jedoch befindet sich die Kurve auf einem anderen Niveau. Während die residuale Last sich zwischen 19,2 und 68,6 GW bewegt, schwankt die konventionelle Erzeugung im Bereich von 26,2 bis 63,8 GW. Wiederum kann an dieser Stelle der Außenhandel als Erklärung dienen, da in Zeiten niedriger Nachfrage in Deutschland Strom in das Ausland exportiert werden kann und somit die Erzeugung konventioneller Kraftwerke die inländische residuale Last übersteigt. Darüber hinaus melden bspw. KWK Anlagen ihre Daten nicht der EEX, weswegen sie nicht berücksichtigt werden können. Extrem sensible Preisreaktionen

sind wie auch bei der Darstellung anhand der residualen Last an den extremen Enden im positiven wie auch im negativen Bereich ersichtlich.

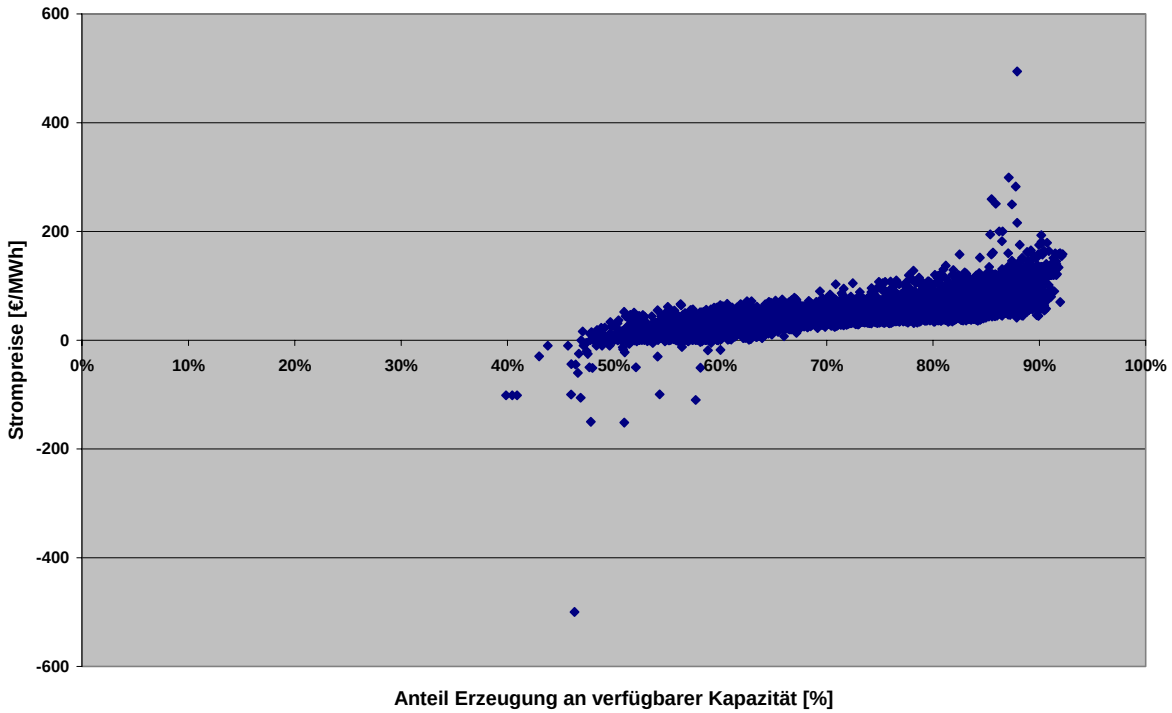
Abbildung 6: EEX Spotpreise anhand konventioneller Erzeugung (10/2008-11/2009)



Quelle: EWI auf Basis von EEX Daten.

In Abbildung 6 ist zu sehen, dass sich bei einem konventionellen Erzeugungsniveau wiederum unterschiedliche Preise einstellen. Zusätzlich zu den Gründen, welche bereits bei der Darstellung der residualen Last diskutiert wurden, wird die Erklärung um eine Saisonkomponente erweitert. Konventionelle Kraftwerke haben in der Regel einen Zeitraum im Jahr, in dem sie für eine Revision stillgelegt werden. Abgesehen von ungeplanten Stillstandszeiten werden die Revisionen zu den Zeiträumen eingeplant, in denen die Stromnachfrage gering ist, damit in Zeiten hoher Nachfrage ausreichend Kraftwerkskapazität zur Verfügung steht u.a. um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Daraus folgt jedoch, dass sich bspw. im Sommer bei einer geringen Einspeisung der gleiche Strompreis einstellt wie im Winter bei einer hohen Einspeisung, da der Strommarkt relativ gesehen ähnlich stark ausgelastet ist im Bezug auf die zur Verfügung stehende Kapazität. Um die Saisonalität des Strommarktes aus der Bertachtung auszuklammern ist in Abbildung 7 auf der Abszisse der Anteil erzeugender Kraftwerke an der zur Verfügung stehenden Kapazität dieses Tages dargestellt. Im Vergleich zu Abbildung 6 zeigt sich eine leichte Kurvenglättung. Es sei jedoch darauf hingewiesen, dass die Angaben zur verfügbaren Kapazität freiwilliger Natur sind und daher kein Anspruch auf Vollständigkeit besteht. Vermutlich lassen sich durch die eingeschränkte Datenqualität einige Ausreißer erklären.

Abbildung 7: EEX Spotpreise anhand anteiliger Erzeugung der verfügbaren Kapazität (10/2008-11/2009)



Quelle: EWI auf Basis von EEX Daten.

In Abbildung 7 fällt auf, dass zu keinem Zeitpunkt weniger als 40% der zu diesem Zeitpunkt zur Verfügung stehenden Kapazität am Netz ist. Es wurde bereits angesprochen, dass einige Kraftwerkstypen hohe Abfahr- und Anfahrkosten haben, die ein wiederholtes Runter- und Wiederanfahren der Kraftwerke teuer machen und daher nach Möglichkeit vermieden werden. Darüber hinaus gibt es insbesondere bei Kernkraftwerken und Braunkohlekraftwerken technische und regulatorische Restriktionen, die das Herunterfahren- und Anfahren erschweren.

Da die Vorhaltung der Regelleistung einen Einfluss auf die Spotmarktergebnisse hat, bietet Tabelle 1 eine Übersicht über die Höhe der ausgeschriebenen Regelleistungsprodukte im Betrachtungszeitraum.

Tabelle 1: Übersicht über ausgeschriebene Regelleistungsprodukte (10/2008-11/2009)[10]

Reserveprodukte		Minimum [MW]	Maximum [MW]
Primär	negativ/positiv	656	664
Sekundär	negativ	2.064	2.340
	positiv	2.678	3.013
Minuten	negativ	1.559	3.238
	positiv	2.376	3.508
Gesamt	negativ	4.279	6.242
	positiv	5.710	7.185

Quelle: EWI nach Daten von Regelleistung.net

In dieser Studie liegt der Fokus auf negativen Preisen, weswegen vorrangig Situationen betrachtet werden, in denen die Last sehr gering ist. Die unterschiedlichen Strommärkte sind eng miteinander verwoben, was sich in positiven wie negativen Knappheitssituationen äußert. Aus diesem Grund wird im weiteren Vorgehen der Markt für negative Minutenreserve betrachtet. In einer Situation, in der die Nachfrage hoch ist und genügend Kraftwerke Strom erzeugen, demnach in ihrem optimalen Einspeisebereich fahren, gibt es ausreichend Möglichkeiten im Markt die Einspeisung zu reduzieren. Für die Marktpreise bedeutet dies, dass bei einer hohen Nachfrage die Spotpreise hoch sind und die Preise für die negative Minutenreserve niedrig. Im umgekehrten Fall heißt das, dass bei niedriger Nachfrage die Spotpreise gering oder sogar negativ sind und die Preise für die negative Minutenreserve hoch.

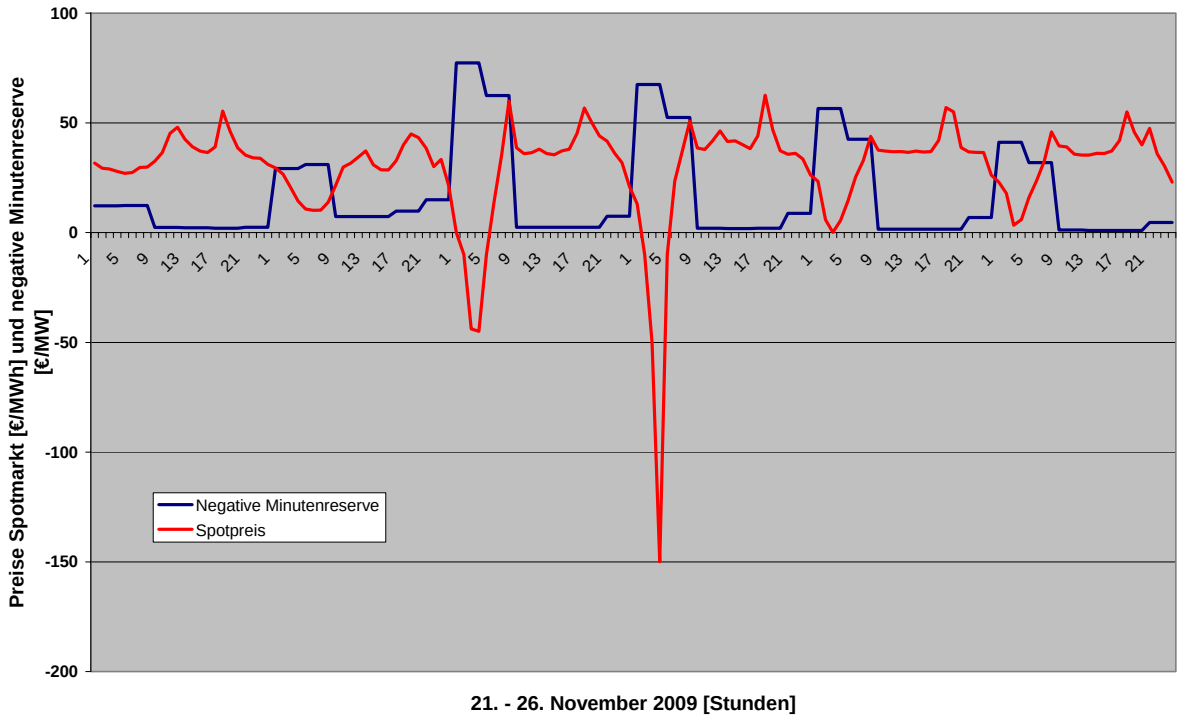
3.3 Erklärung der Marktzusammenhänge

Um das Verständnis für die in Abschnitt 2.4 diskutierten Rahmenbedingungen des Stromsystems zu vertiefen werden in diesem Abschnitt die einzelnen Aspekte anhand eines ausgewählten Zeitraums dargestellt.
Abbildung 8 zeigt den Zusammenhang zwischen Spotpreisen und dem Leistungspreis für negative Minutenreserve anhand des Zeitraums vom 21. bis zum 26. November 2009.[11] Dieser Zeitraum eignet sich besonders gut, da in zwei Phasen insgesamt neun Stunden negative Spotpreise aufweisen, wovon eine Stunde zu den niedrigsten bisherigen Beobachtungen gehört. Die detaillierte Diskussion dieses Zeitraums dient dazu, ein Verständnis für die Marktzusammenhänge in den einzelnen Situationen zu entwickeln um die detaillierte Betrachtung des 4. Oktobers vorzubereiten.

[10] Diese Übersicht vernachlässigt die Reservevorhaltung durch Windreserve und Dauerreserve, welche separat durch die ÜNB, bzw. die Bilanzkreisverantwortlichen organisiert wird.

[11] Die Blockgröße für Minutenreserveprodukte beträgt vier Stunden, so dass sich sechs Blöcke pro Tag ergeben. Aus Veranschaulichungsgründen wurden für diese Studie die Erlöse für die vier-Stunden Blöcke durch die Anzahl der Stunden geteilt, so dass sich die gleiche zeitliche Aufteilung wie für den Spotmarkt ergibt.

Abbildung 8: Verhältnis von Preisen am Markt für negative Regelleistung und EEX Spotmarkt (21.-26.11.2009)

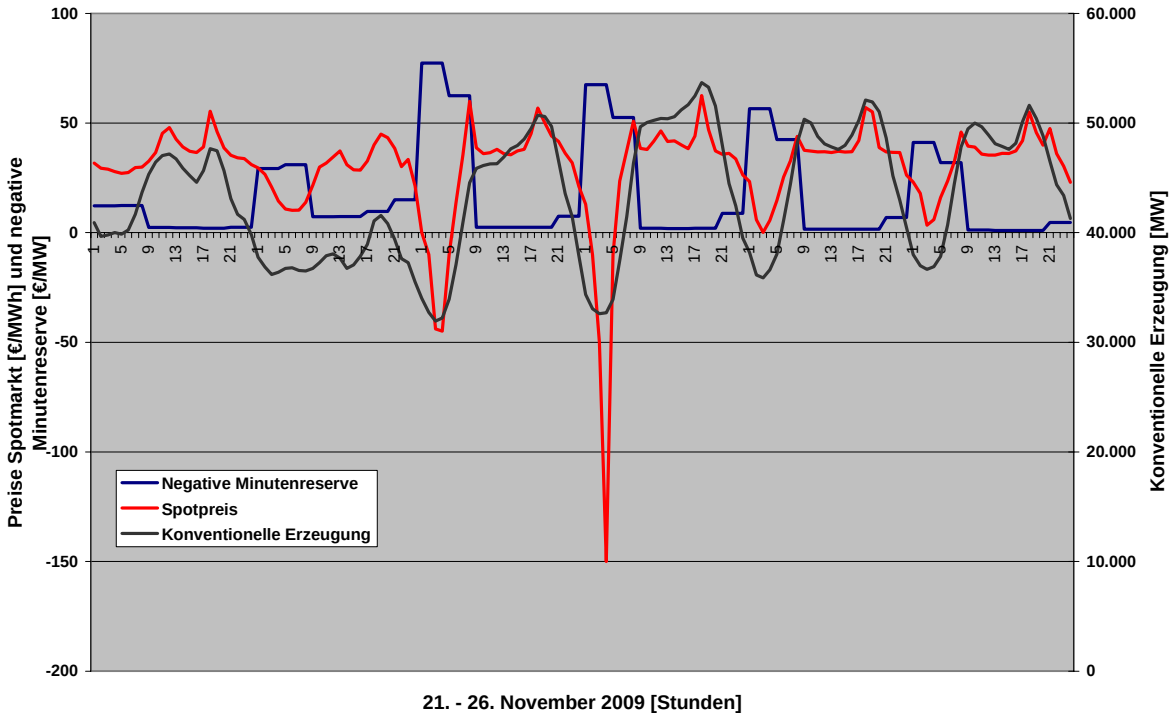


Quelle: EWI auf Basis von EEX und Regelleistung.net Daten.

Der in 2.4 beschriebene Zusammenhang zwischen Spot- und Regelmärkten lässt sich in der Abbildung 8 besonders gut beobachten. Die Preise der beiden Märkte verlaufen gegenläufig, was sich insbesondere an den beiden negativen Preisspitzen sehen lässt. In diesen zwei Phasen hat der negative Minutenreservemarkt die höchsten Preise. Bei genauer Betrachtung kann gesehen werden, dass der Preis der negativen Minutenreserve in der ersten negativen Spotpreisphase über dem Preis der zweiten Phase liegt, obwohl das Spotpreisniveau in der zweiten Phase unter demjenigen der ersten Phase liegt. In diesem Fall bietet sich eine Betrachtung der weiteren zur Verfügung stehenden Daten an.

Die Betrachtung wird im nächsten Schritt um die Erzeugung aus konventionellen Kraftwerken erweitert. Wie bereits erläutert stellt der Preis für negative Minutenreserve einen guten Indikator für die Knappheit am Markt im negativen Bereich dar. Dies wird durch Abbildung 9 dargestellt, indem auf der zweiten Ordinate die konventionelle Erzeugung abgetragen wird.

Abbildung 9: EEX Spot- und negative Minutenreservepreise im Verhältnis zu konventioneller Erzeugung (21.-26.11.2009)



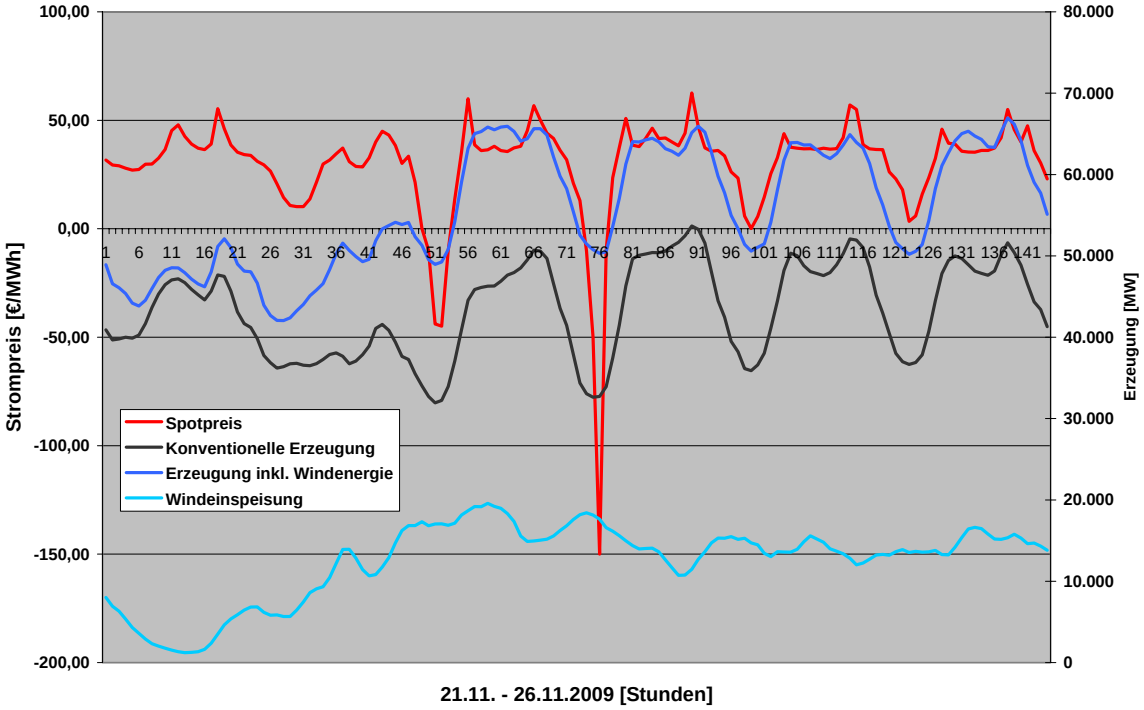
Quelle: EWI auf Basis von EEX und Regelleistung.net Daten.

Die konventionelle Einspeisung hat zu den beiden negativen Spotpreisphasen erwartungsgemäß ihre Tiefststände. In dieser Abbildung lässt sich nun die Erklärung finden, warum der negative Minutenpreis in der ersten Phase höher ist als in der zweiten Phase. Die konventionelle Erzeugung in der zweiten Phase ist höher als in der ersten Phase. Aus diesem Grund ist die Knappheit auf dem Markt für negative Minutenreserve in der ersten Phase stärker ausgeprägt als in der zweiten Phase. An die Erklärung für dieses Phänomen schließt sich allerdings eine neu aufgeworfene Frage an: Warum ist die konventionelle Erzeugung in der zweiten Phase höher, obwohl der Preis um über 100 € niedriger ist? Die zugrunde liegende Erklärung leitet sich aus dem einführenden Kapitel über die Notwendigkeit negativer Strompreise ab. Ein wesentlicher Treiber negativer Preise sind die Abfahr- und Anfahrmöglichkeiten thermischer Kraftwerke. Bei einem detaillierten Vergleich der beiden Phasen lässt sich feststellen, dass der Erzeugungsanstieg in der zweiten Phase steiler ist als in der ersten Phase. Bereits zwei Stunden nach der jeweiligen Tiefstlaststunde ist die konventionelle Erzeugung in der zweiten Phase um knapp 1,5 GW höher als in der ersten Phase. Das bedeutet, dass die Flexibilitätsknappheit in der zweiten Phase größer war als in der ersten. Obwohl sich diese Unterschiede in einem relativ geringen Bereich bewegen, führt diese Flexibilitätsknappheit zu diesem starken negativen Preissprung. Dies kann interpretiert werden als ein wichtiger Hinweis auf die Preissensibilität im negativen Preisbereich.

Wiederum schließt sich die Frage an, warum sich zu diesem Zeitpunkt (3 bzw. 4 Uhr) innerhalb dieses kurzen Zeitraum die Nachfrage nach konventioneller Erzeugung unterscheidet. Da für diesen Zeitraum die Nachfragedaten noch nicht verfügbar sind (in beiden Zeiträumen jedoch ähnliche

Muster aufweisen sollten) bietet sich die Untersuchung eines weiteres Faktors an, welcher die Nachfrage nach konventioneller Erzeugung beeinflusst. Wie bereits beschrieben bildet sich die residuale Nachfrage durch die Differenz zwischen gesamter Nachfrage und exogen eingespeisten Strommengen, z.B. aus Windenergie. Abbildung 10 stellt wiederum den Verlauf der Preislinie und der konventionellen Erzeugung dar. Ergänzt wird die konventionelle Erzeugung um die aufaddierte Erzeugung aus Windenergie sowie die Windenergieeinspeisung separat.

Abbildung 10: EEX Spotpreise und Erzeugungsmengen (21.-26.11.2009)



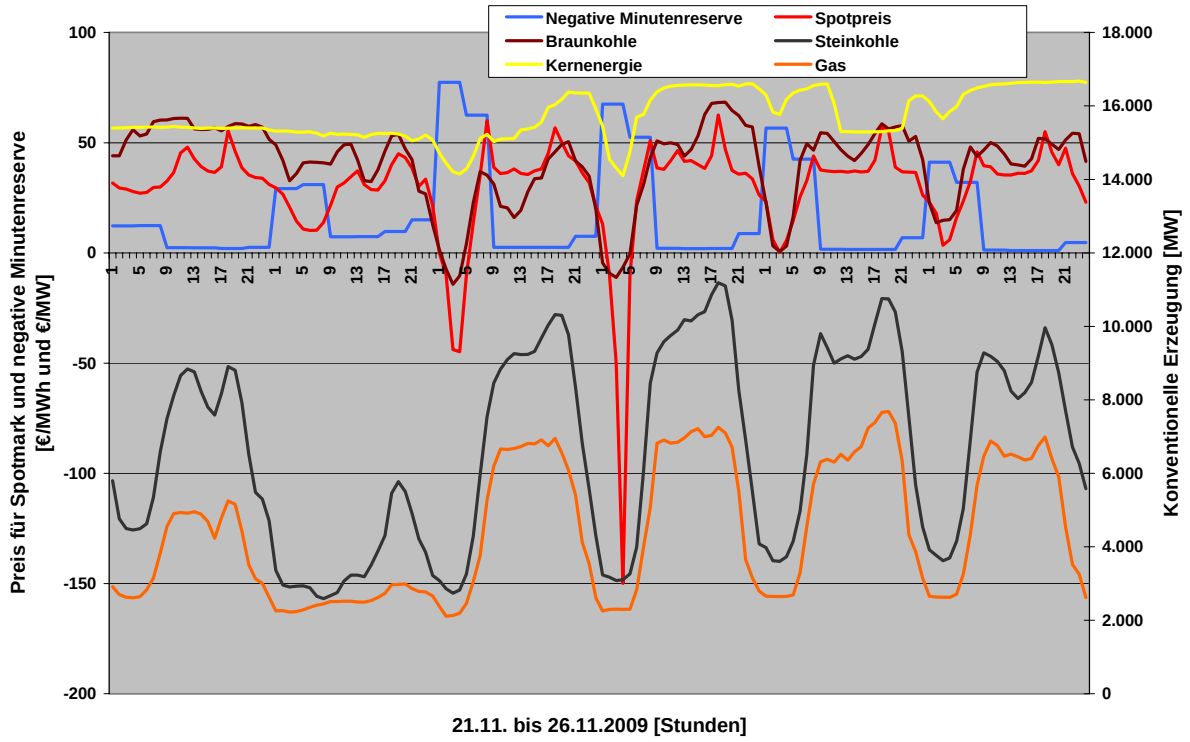
Quelle: EWI auf Basis von EEX und BDEW Daten.

Zu Beginn der Betrachtungsperiode am 21.11.2009 liegt die dunkelblaue Linie (konventionelle Erzeugung inklusive Windenergie) lediglich etwas oberhalb der schwarzen Linie, was eine geringe Windenergieeinspeisung bedeutet, die durch die hellblaue Linie dargestellt ist. In den beiden Phasen der negativen Preisspitzen hingegen bewegen sich die beiden Linien auseinander, da die Windenergieerzeugung zunimmt. Die blaue Linie liegt für die beiden Phasen nach den negativen Preisspitzen in etwa auf dem gleichen Niveau. Die Summe aus konventioneller und Wind Erzeugung ist also etwa gleich hoch, wohingegen der schon angesprochene leichte Unterschied in der Steigung der konventionellen Erzeugung zu beobachten ist. Dies lässt sich dadurch erklären, dass die Einspeisung aus Windenergie in der ersten Phase nach dem Zeitpunkt der negativen Preisspitze leicht ansteigt. In der zweiten Phase hingegen lässt die Windeinspeisung nach der negativen Preisspitze in der darauf folgenden Stunde um ein GW nach und in den darauf folgenden Stunden um jeweils ca. 500 MW pro Stunde. Dies hat zur Folge, dass der Kraftwerkspark sowohl den „normalen“ Nachfrageanstieg in den Morgenstunden bewältigen muss und zusätzlich den Rückgang der Windenergieeinspeisung kompensieren muss. Aus diesem Bedarf an Anfahrleistung lässt sich die

leicht erhöhte konventionelle Erzeugung in der zweiten Phase erklären, und damit geht ein stärkerer negativer Preisausschlag einher.

Die Regelfähigkeit konventioneller Kraftwerke wurde bereits im Zusammenhang mit Verpflichtungen auf den Regelleistungsmärkten diskutiert. Im Folgenden wird diese Diskussion vertieft, indem das Fahrverhalten der Kraftwerke verschiedener Brennstoffe untersucht wird. Abbildung 11 zeigt wiederum den Zeitraum vom 21. bis zum 26. November 2009 und spaltet die konventionelle Erzeugung gemäß ihrer Brennstoffe auf.

Abbildung 11: EEX Spot- und negative Minutenreservepreise anhand der Erzeugung nach Energieträgern (21.-26.11.2009)



Quelle: EWI auf Basis von EEX und Regelleistung.net Daten.

Im unteren Bereich sind die lastgesteuerten Fahrweisen von Steinkohle (schwarze Linie) und Gaskraftwerken (orange) zu sehen, die in verhältnismäßig großen Amplituden im Wesentlichen dem Muster des Preisverlaufs entsprechen. Der Einsatz der Braunkohlekraftwerke (braune Linie) verläuft ebenfalls in Amplituden. Diese fallen jedoch verhältnismäßig gering aus. Die Fahrweise der Kernkraftwerke (gelbe Linie) zeichnet sich durch die geringste Amplitude aus, sie folgen jedoch ebenfalls dem Preisverlauf. Hierbei ist ersichtlich, dass die absolute Einspeisung aus Kernenergie den größten Anteil ausmacht und im Wesentlichen als 15-17 GW Band fährt. Hier kann ein weiterer Grund für den stärkeren Preisausschlag in der zweiten Phase beobachtet werden. Die verfügbare Kernkraftleistung ist über den Zeitraum mit 17 GW gleich hoch, vor der zweiten Phase wird jedoch anscheinend ein Kernkraftwerk wieder angefahren, wodurch die Flexibilität des gesamten Kraftwerksparks tendenziell reduziert wird. Die Braunkohle schwankt im Bereich von knapp 12 bis 16 GW. Daraus leitet sich die Frage nach der Flexibilität in der Fahrweise der verschiedenen

Kraftwerkstypen ab. Im Folgenden werden daher die für den Zeitraum vom 21.11. bis zum 26.11.2009 beschriebenen Marktmechanismen auf die Betrachtungsperiode von Oktober 2008 bis November 2009 ausgeweitet um verallgemeinernde Aussagen treffen zu können, bevor die Marktsituation am 4. Oktober 2009 detailliert analysiert wird.

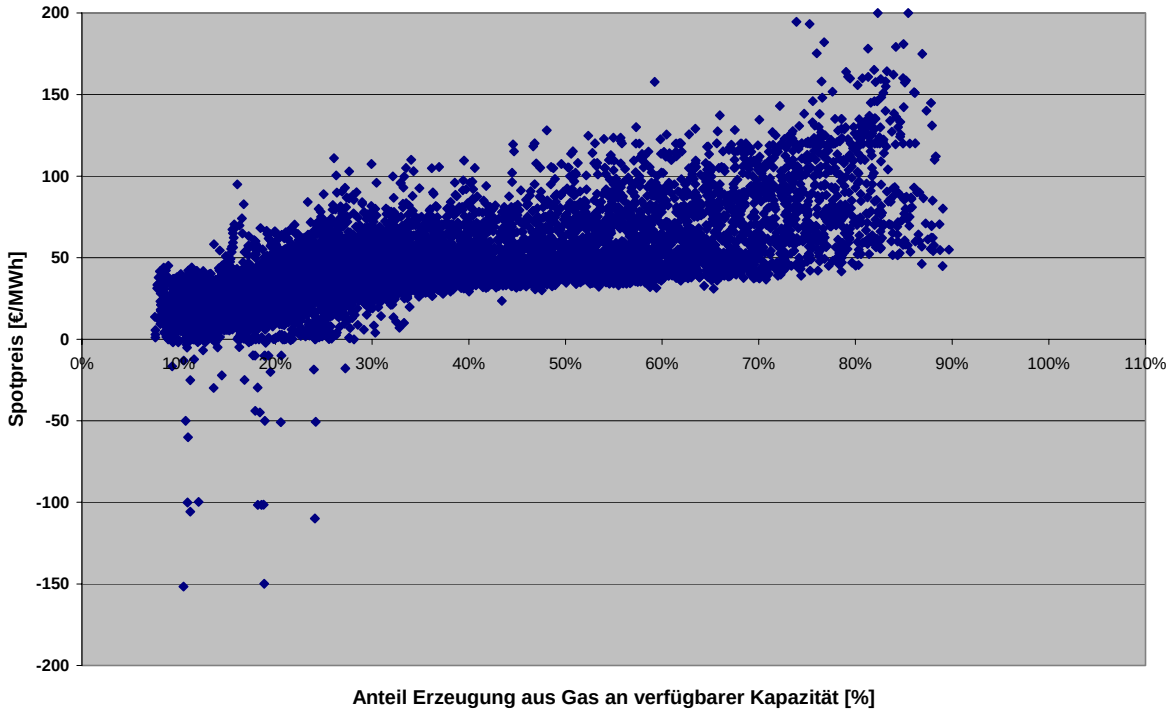
3.4 Betrachtung einzelner Energieträger im Zeitraum 10/2008-11/2009

Die Erzeugung aus verschiedenen Brennstoffen wird separat diskutiert, um die Fahrweise in den einzelnen Marktsituationen besser einschätzen zu können. So ist in Abbildung 12 abgetragen, wie sich Gaskraftwerke im Betrachtungszeitraum von Oktober 2008 bis November 2009 am Markt verhalten haben. Um die saisonbedingten Kraftwerksstillstandszeiten aus der Betrachtung auszuklammern, wird wie bereits in Abbildung 7 der Anteil der Erzeugung im Verhältnis zur verfügbaren Kapazität gezeigt. Es wurde bereits dargestellt, dass die Spotmarktpreise und die Preise für negative Minutenreserve negativ korrelieren. Daher ist der Marktpreis für negative Minutenreserve ein guter Indikator für die Möglichkeit im Erzeugungssystem die Erzeugung drosseln zu können und wird daher in die Betrachtung mit einbezogen.

Erzeugung aus Gaskraftwerken

Aus Abbildung 12 wird leicht ersichtlich, dass der minimale Anteil einspeisender Gaskraftwerke bei niedrigen Spotpreisen mit weniger als 30% recht gering ist. Der Anteil sinkt vermutlich nicht auf Null, da einige must-run Anlagen zum Teil unabhängig vom Strompreis einspeisen z.B. um wie bereits besprochen Systemdienstleistungen anbieten zu können.

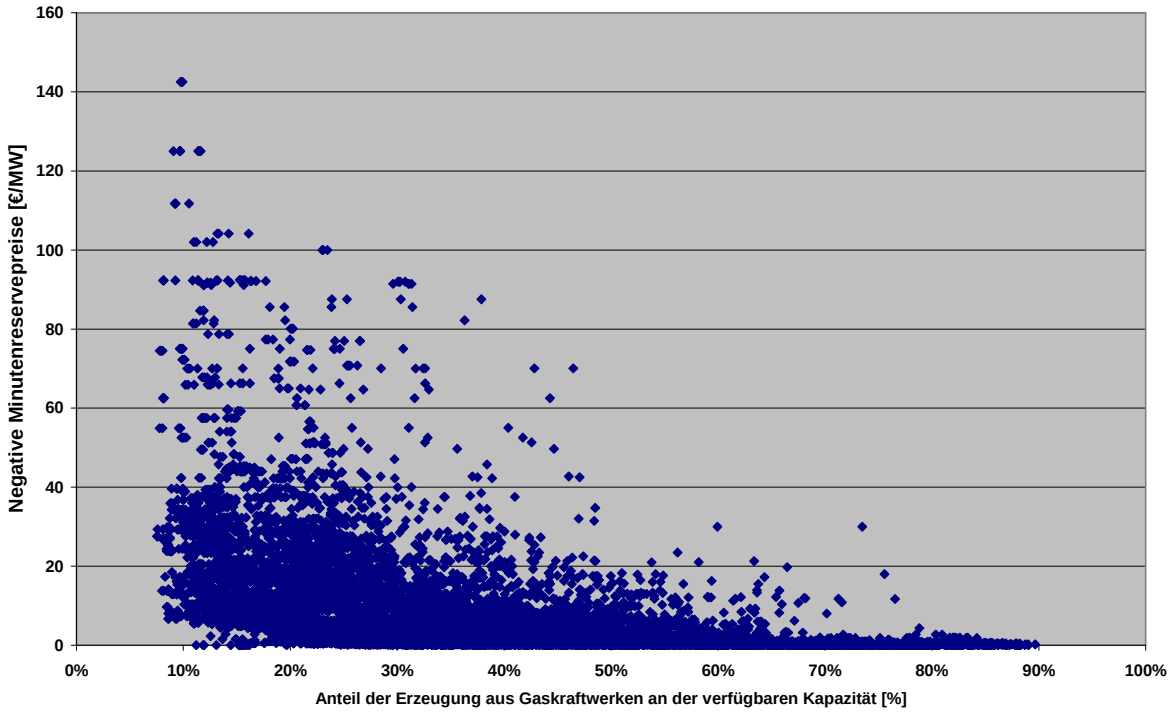
Abbildung 12: EEX Spotpreise anhand anteiliger Erzeugung aus Gaskraftwerken (10/2008-11/2009)



Quelle: EWI nach EEX Daten.

Die negativen Spotpreisstunden befinden sich ausschließlich im Bereich unterhalb von 30% und überwiegend unterhalb von 20%. Die Tatsache, dass der Anteil nicht immer im untersten Prozentbereich von etwa 10% liegt, könnte an der bereits diskutierten hohen Flexibilitätsanforderung in den Folgestunden der negativen Preise liegen. Der Anteil einspeisender Gaskraftwerke steigt mit der Höhe der Spotpreise, bis ein Anteil von etwa 90% erreicht ist. Hier wird die andere Seite der Flexibilitätsanforderungen sichtbar. Im Bereich hoher Nachfrage und hoher Preise müssen noch Kapazitäten für positive Regelleistung bereit stehen. Aus diesem Grund können niemals 100% der verfügbaren Kraftwerke einspeisen, da die Systemstabilität dann nicht mehr gewährleistet werden könnte.

Abbildung 13: Negative Minutenreservepreise anhand anteiliger Erzeugung aus Gaskraftwerken (10/2008-11/2009)



Quelle: EWI nach EEX und Regelleistung.net Daten.

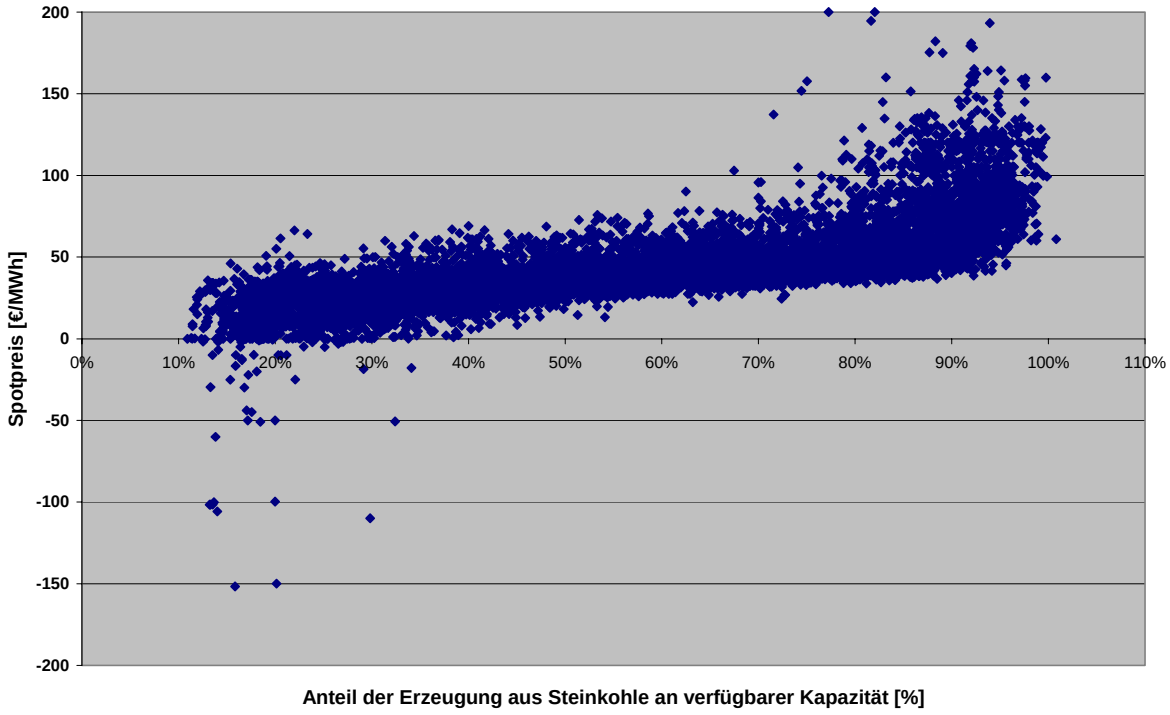
Abbildung 13 zeigt zunächst die Fahrweise von Gaskraftwerken bei den verschiedenen Preisniveaus der negativen Minutenreserve. Es sei daran erinnert, dass ein Kraftwerk einspeisen muss, um negative Minutenreserve anbieten zu können. Da Gaskraftwerke in der Regel nicht bei niedrigen Spotmarktpreisen erzeugen, können sie dann auch keine negative Minutenreserve anbieten. Dieses Verhalten äußert sich in Abbildung 13 durch einen sehr geringen Anteil erzeugender Gaskraftwerke bei hohen Preisen für negative Minutenreserve. Wiederum ist ersichtlich, dass der Anteil der erzeugenden Kraftwerke nicht über 90% steigt. Bei einem sehr hohen Anteil erzeugender Gaskraftwerke ist der Spotmarktpreis auf einen hohen Niveau und folglich ausreichend Kraftwerke am Netz, die ihre Leistung reduzieren können. In diesem Fall ist konsequenterweise der Preis für die

negative Minutenreserve sehr niedrig und der Preis für positive Minutenreserve steigt entsprechend (hier nicht dargestellt).

Erzeugung aus Steinkohlekraftwerken

Das Gesamtbild der Erzeugung aus Steinkohle in Abbildung 14 ähnelt der Erzeugung aus Gas recht stark. Bei genauer Betrachtung fällt jedoch auf, dass der untere Prozentbereich etwas oberhalb der Prozentwerte der Erzeugung aus Gas liegt. Das bedeutet, dass ein größerer Anteil Steinkohleverstromung in Stunden mit niedrigen Preisen stattfindet. Diese Beobachtung deckt sich mit der diskutierten Merit-Order Systematik.

Abbildung 14: EEX Spotpreise anhand anteiliger Erzeugung aus Steinkohlekraftwerken (10/2008-11/2009)

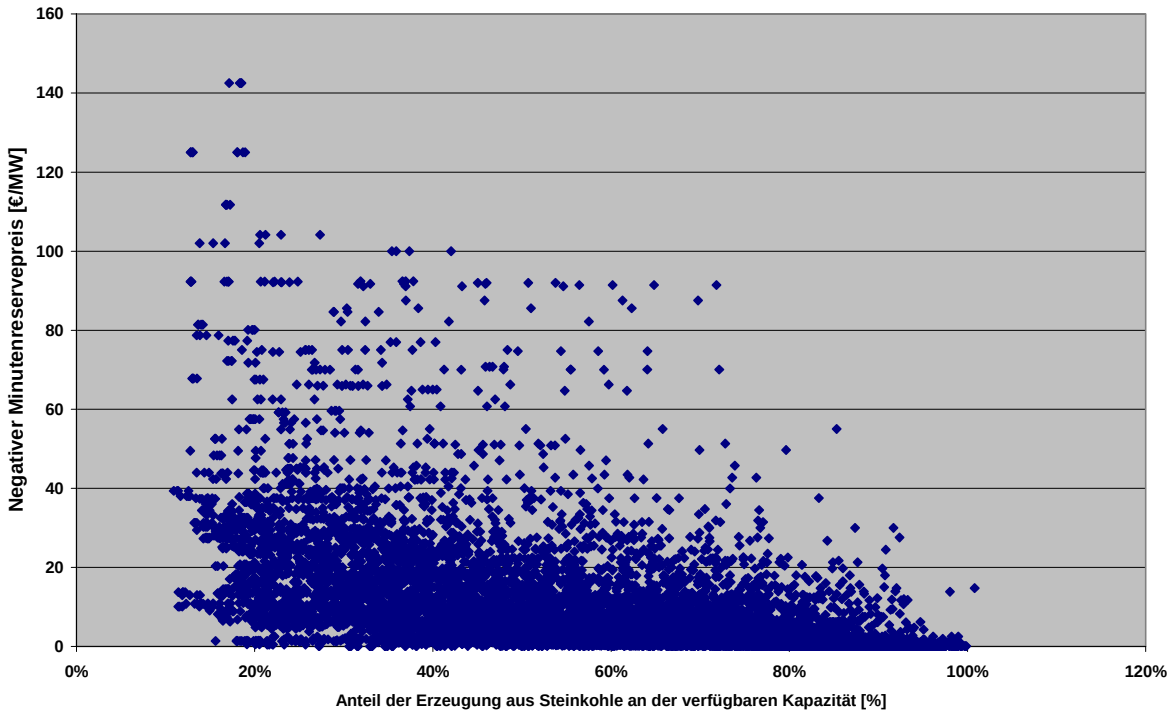


Quelle: EWI nach EEX Daten.

Eine weitere Auffälligkeit befindet sich auf der anderen Seite der Skala. Bei hohen Preisen ist der Anteil der Steinkohleverstromung höher als derjenige der Gasverstromung. Dies könnte darauf hinweisen, dass Steinkohlekraftwerke bei hoher Nachfrage nicht mehr für positive Reserveleistungen zur Verfügung stehen, da die Opportunitäten am Spotmarkt zu hoch sind. Wie bereits angesprochen ist das ein Argument dafür, dass in diesem Bereich die Gaskraftwerke die Reserveleistung decken.

In Abbildung 15 wird nun die Fahrweise von Steinkohlekraftwerken anhand des Marktes für negative Minutenreserve untersucht. Der beschriebene Zusammenhang für Gaskraftwerke gilt ebenso für Steinkohlekraftwerke. Sowohl der maximale als auch der minimale Anteil erzeugender Kraftwerke liegt über denen der Gaskraftwerke, was durch ihre Position in der Merit-Order erklärbar ist.

Abbildung 15: Negative Minutenreservepreise anhand anteiliger Erzeugung aus Steinkohlekraftwerken (10/2008-11/2009)



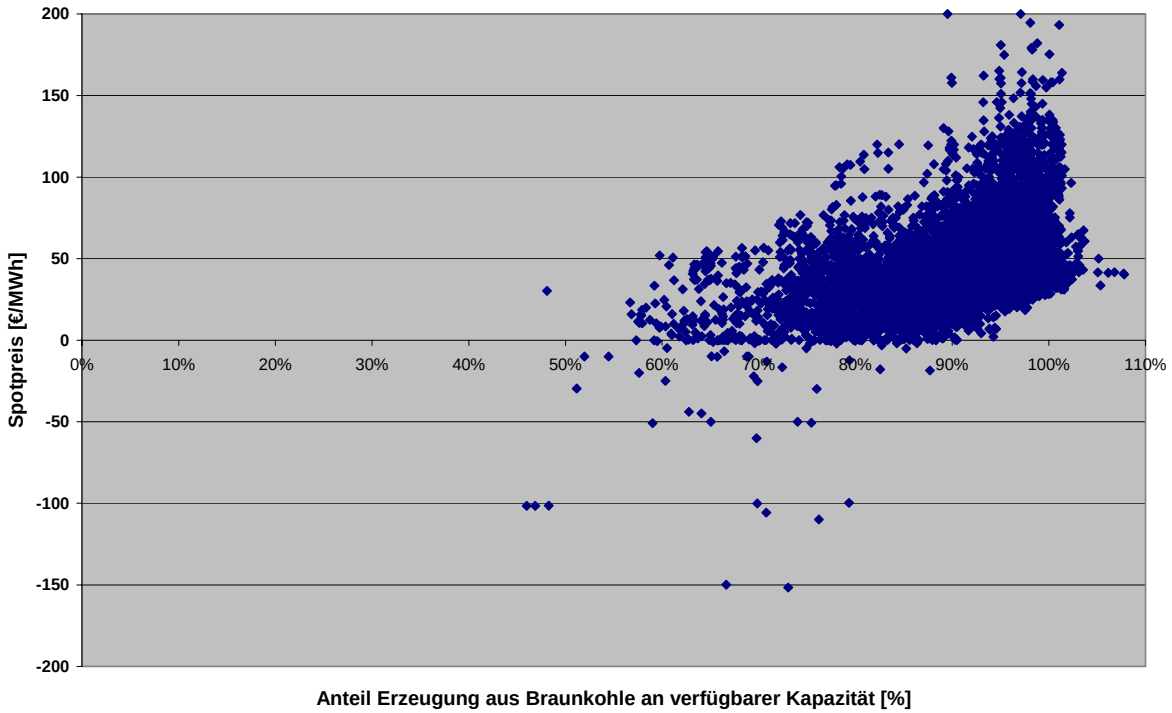
Quelle: EWI nach EEX und Regelleistung.net Daten.

Der Anteil einspeisender Kraftwerke ist zum Teil auch bei höheren Preisen auf dem Markt für negative Minutenreserve recht hoch. Der Trend ist demnach nicht so deutlich wie bei den Gaskraftwerken. Die Erklärung hierfür liegt wiederum auf dem Spotmarkt. Kohlekraftwerke reduzieren tendenziell ihre Erzeugung eher als Gaskraftwerke anstatt für einen kurzen Zeitraum herunter zu fahren. Stoßen die Kraftwerke an ihre minimale Auslastung können sie nicht weiter herunter fahren und somit auch keine Flexibilität für den negativen Minutenreservemarkt anbieten. Aus diesem Grund ist selbst bei höheren negativen Minutenreservepreisen zum Teil der Anteil der Erzeugung oberhalb des sonstigen Musters. Hinzu kommt das Auseinanderfallen der Auktionszeitpunkte für die Minutenreserve- und Spotmarktauktionen an Wochenenden und vor Feiertagen.

Erzeugung aus Braunkohlekraftwerken

Die Darstellung der Erzeugung aus Braunkohle unterscheidet sich deutlich von den vorherigen beiden Energieträgern. Zu keinem Zeitpunkt fällt der Anteil der einspeisenden Kraftwerke an zur Verfügung stehender Kapazität unter 45%, wobei der Schwerpunkt zwischen 75 und 100% liegt. Das entspricht vollkommen der Ökonomik von Grundlastkraftwerken, die ihre hohen Investitionskosten decken, indem sie ihre Kapazitäten infolge geringer variabler Kosten am Markt häufig einsetzen können.

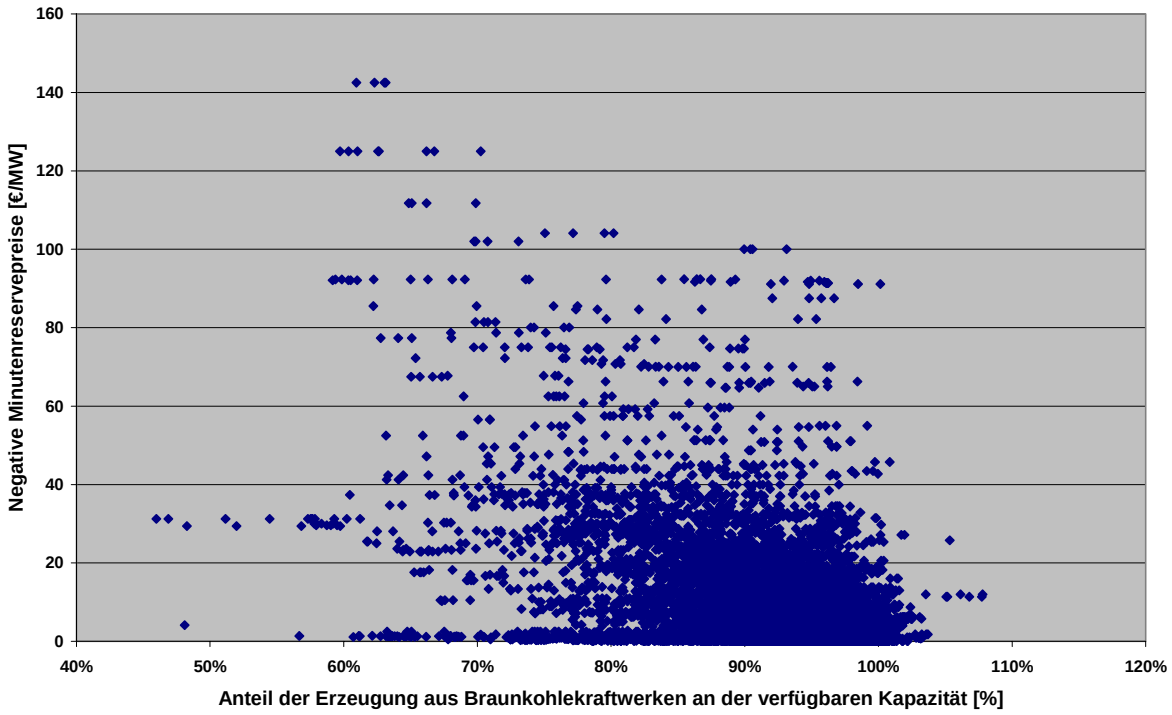
Abbildung 16 EEX Spotpreise anhand anteiliger Erzeugung aus Braunkohlekraftwerken (10/2008-11/2009)



Quelle: EWI nach EEX Daten.

Bei niedrigen Spotpreisen haben Braunkohlekraftwerke die Flexibilität leicht herunterzufahren um ggf. positive Regelprodukte anbieten zu können. Das Herunterfahren des Kraftwerks ist sicherlich die letzte Option aus Betreibersicht, da das Anfahren des Kraftwerks sehr aufwändig ist. Auf der anderen Seite sieht man, dass die maximale Einspeisung zum Teil oberhalb von 100% liegt. In einzelnen Fällen könnten Datenfehler aufgrund nicht gemeldeter Stillstandszeiten der Grund sein. Innerhalb gewisser Toleranzen können Braunkohlekraftwerke jedoch oberhalb ihrer Nennleistung fahren. Dies ist in der Regel nicht erwünscht, da ein Verlassen des optimalen Bereichs mit Materialverschleiß einher geht, was zu aufwändigeren Revisionen führen kann. Andererseits stehen diesem Materialverschleiß höhere Strompreise und damit zusätzliche Gewinne gegenüber, welche die zusätzlichen Instandhaltungsaufwendungen überkompensieren könnten. Die verhältnismäßig unflexible Fahrweise der Braunkohlekraftwerke lässt sich auch in Abbildung 17 anhand des negativen Minutenreservemarktes sehen.

Abbildung 17: Negative Minutenreservepreise anhand anteiliger Erzeugung aus Braunkohlekraftwerken (10/2008-11/2009)



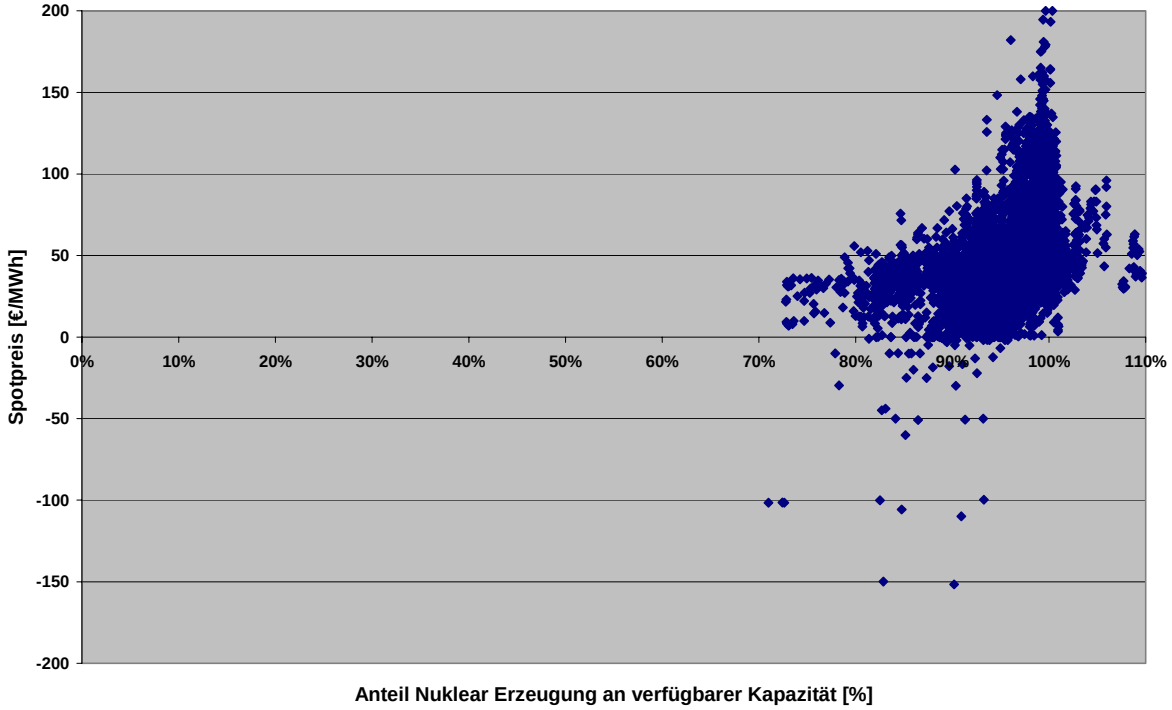
Quelle: EWI nach EEX und Regelleistung.net Daten.

Es lässt sich die Tendenz beobachten, dass mit abnehmendem Anteil der Erzeugung aus Braunkohlekraftwerken an der verfügbaren Kapazität die Preise für negative Minutenreserve ansteigen. Diese Tendenz ist bei der Braunkohle schwächer als bei der Steinkohle- und Gasverstromung.

Erzeugung aus Kernkraftwerken

Der Anteil der Erzeugung aus Kernkraftwerken an der verfügbaren KKW-Kapazität fällt zu keinem Zeitpunkt der Betrachtungsperiode unter 70% und sehr selten unter 80%. In der Regel schwankt der Anteil zwischen 90 und 100% der verfügbaren Leistung.

Abbildung 18 EEX Spotpreise anhand anteiliger Erzeugung aus Kernkraftwerken (10/2008-11/2009)



Quelle: EWI nach EEX Daten.

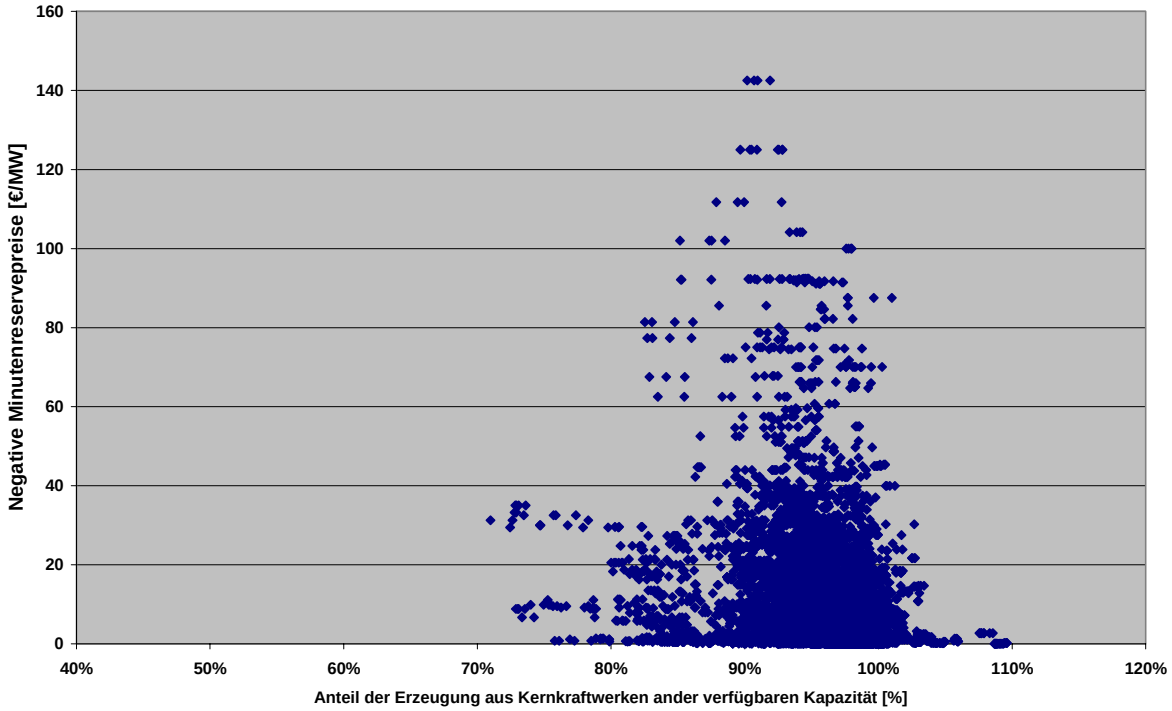
Diese Beobachtung deckt sich ebenfalls mit der ökonomischen Erwartung. Die Erklärungsmuster entsprechen denen der Braunkohlekraftwerke, wobei die einzelnen Punkte für Kernkraftwerke noch extremer ausfallen. So ist das Herunterfahren eines Kernkraftwerks i.d.R. mit zusätzlichen Genehmigungen für das erneute Anfahren verbunden, was mit höheren Opportunitäten in Form entgangener Gewinnen verbunden ist.[12] Wiederum kann eine Erzeugung oberhalb der zur Verfügung stehenden Kapazität beobachtet werden. Neben Meldefehlern gilt die gleiche Argumentation wie für Braunkohlekraftwerke.

In diesem Zusammenhang hat das IER im Oktober 2009 eine Studie veröffentlicht, welche die Fähigkeit der flexiblen Fahrweise deutscher Kernkraftwerke detailliert u.a. unter Berücksichtigung der Betriebshandbücher untersucht. Während Druckwasserreaktoren in einer Zeit von maximal einer Viertelstunde Laständerungen von 50% der Nennlast ermöglichen, sind Siedewasserreaktoren in der Lage mit 40% der Nennleistung zum Lastfolgebetrieb beizutragen. Bei einer installierten Kernenergie Kapazität in Deutschland von insgesamt 20.470 MW können Druckwasserreaktoren (mit etwa 7 GW) und Siedewasserreaktoren (mir rund 2,6 GW) innerhalb von 15 Minuten mit einer gesamten Leistung von bis zu 9,6 GW (ca. 47% der installierten Leistung) zum Lastfolgebetrieb beitragen. Die Ausschöpfung dieses technischen Potentials lässt sich in dem betrachteten Zeitraum trotz

[12] Das Wiederanfahren von Kernkraftwerken unterliegt der Aufsicht der Landesbehörden. Eine Genehmigung zum Wiederanfahren ist nicht in jedem Fall notwendig, sondern unterliegt einer detaillierten Kriterienliste der Behörden. Im Falle von baulichen Eingriffen oder dem Austausch von Brennelementen ist eine Genehmigung in jedem Fall eine Voraussetzung für das Wiederanfahren.

vorübergehend signifikant negativer Preise nicht beobachten. Laut IER (2009) werden bisher lediglich die Kernkraftwerke Unterweser, Phillippsburg 1 und Neckarwestheim 1 im Lastfolgebetrieb gefahren. Diese Kraftwerke haben eine gemeinsame Leistung von ca. 3.200 MW, womit ca. 1.600 MW für den Lastfolgebetrieb zur Verfügung stünden. Am 22.12.2008 ist das KKW-Aggregat in Deutschland innerhalb von fünf Stunden um ca. 3,7 GW und innerhalb von acht Stunden um 3,9 GW heruntergeregelt worden. Diese Zahlen liegt deutlich über der von der IER Studie genannten Leistung für den Lastfolgebetrieb. Nach dem starken Herunterfahren ist das KKW-Aggregat innerhalb von fünf Stunden wieder um 3,1 GW und innerhalb von acht Stunden um 3,7 GW hochgefahren.

Abbildung 19: Negative Minutenreservepreise anhand anteiliger Erzeugung aus Kernkraftwerken (10/2008-11/2009)



Quelle: EWI nach EEX und Regelleistung.net Daten.

Bei der Betrachtung des Marktes für negative Minutenreserve kommt es bei der Kernenergie wie schon besprochen zu keinem Zeitpunkt zu einem Erzeugungsanteil unter 70% mit ebenfalls einem starken Schwerpunkt zwischen 90 und 100%. Der bei den vorherigen Energieträgern beschriebene Trend lässt sich hier allenfalls andeutungsweise sehen. Dies folgt wiederum aus der Stellung in der Merit-Order.

3.5 Zusammenfassende Übersicht der Kraftwerkstypen

Die diskutierten Beobachtungen der Schwankungsbreite lassen sich in Tabelle 2 zusammenfassend ablesen. Tabelle 2 zeigt jeweils die absoluten zur Verfügung stehenden Kapazitäten je Brennstoff sowie die entsprechenden Einspeisedaten.

Tabelle 2: Übersicht konventioneller Erzeugung und verfügbarer Kapazität (10/2008-11/2009)

Energieträger	[MW]	Min	Max	Differenz	Mittelwert	Median	Std.Abw.	StA/Mittelwert
Kernenergie	Einspeisung	9.361	18.121	8.760	14.712	14.699	1.726	11,7%
	verf. Kapazität	10.914	18.266	7.352	15.041	15.325	1.596	10,6%
Braunkohle	Einspeisung	7.695	18.465	10.770	14.981	15.109	1.655	11,0%
	verf. Kapazität	11.703	18.766	7.063	16.715	16.419	1.290	7,7%
Steinkohle	Einspeisung	1.375	16.014	14.639	8.420	8.504	3.592	42,7%
	verf. Kapazität	8.986	16.675	7.689	14.218	14.010	1.429	10,0%
Gas	Einspeisung	748	11.410	10.662	4.121	3.595	2.282	55,4%
	verf. Kapazität	6.868	13.925	7.057	11.135	11.132	1.361	12,2%
Öl	Einspeisung	0	1.031	1.031	192	66	244	127,1%
	verf. Kapazität	1.159	2.409	1.250	2.035	2.025	266	13,0%
Wasser	Einspeisung	672	6.057	5.385	2.720	2.601	866	31,9%
	verf. Kapazität	3.463	4.574	1.111	4.084	4.108	285	7,0%
Sonstige	Einspeisung	55	372	317	208	216	62	29,6%
	verf. Kapazität	356	451	95	419	417	21	5,0%
SUMME	Einspeisung	26.175	63.790	37.615	45.354	45.522	7.566	16,7%
	verf. Kapazität	50.111	71.947	21.836	63.248	63.435	4.489	7,1%

Quelle: EWI nach EEX Daten.

Die Erzeugung aus Gas- und Steinkohlekraftwerken schwankt wesentlich stärker als diejenige der Braunkohle- und der Kernenergiekraftwerke.

3.6 Darstellung der Marktsituationen bisheriger negativer Preisstunden

Im Betrachtungszeitraum von Oktober 2008 bis November 2009 gab es in 71 Stunden negative Preise am day-ahead Markt der EEX. Davon waren in zehn Stunden die Preise signifikant negativ unter etwa -100€/MWh und etwa 20 Stunden im zweistelligen negativen Bereich. In diesem Abschnitt werden statistische Kenngrößen für alle Stunden mit negativen Spotpreisen in ein Verhältnis zu den oben diskutierten allgemeinen Daten des Strommarktes gesetzt. Im nächsten Abschnitt werden daraufhin die 10 am stärksten negativen Stunden detailliert betrachtet mit besonderem Fokus auf die Stunde mit dem extremen Preis von -500€/MWh am 4. Oktober 2009.

Tabelle 3 stellt die absolute und relative Erzeugung aus den besprochenen Brennstofftypen in allen Stunden des betrachteten Zeitraums den Stunden gegenüber, in denen an der EEX negative Preise zu beobachten waren.

Tabelle 3: Übersicht der Einspeisung verschiedener Energieträger in Stunden mit negativen Strompreise vs. allen Stunden im Zeitraum 10/2008-11/2009

Stunden mit	Min	Max	Differenz	Mittelwert	Median	Std.Abw.
	[MW] und Anteil Erzeugung an verfügbarer Kapazität [%]					
	Kernenergie					
negativen Preisen	10.308	16.026	5.718	13.456	13.161	1.284
	71,0%	95,7%	24,7%	88,3%	89,3%	5,5%
allen Preisen	9.361	18.121	8.760	14.712	14.699	1.726
	71,0%	109,6%	38,6%	95,9%	96,8%	4,0%
	Braunkohle					
negativen Preisen	8.300	15.045	6.745	11.672	11.407	1.427
	46,0%	88,3%	42,3%	70,6%	70,5%	10,1%
allen Preisen	7.695	18.465	10.770	14.981	15.109	1.655
	46,0%	107,8%	61,8%	91,3%	93,0%	7,3%
	Steinkohle					
negativen Preisen	1.375	4.357	2.982	2.581	2.477	753
	10,9%	34,1%	23,2%	19,0%	17,6%	5,2%
allen Preisen	1.375	16.014	14.639	8.420	8.504	3.592
	10,9%	100,8%	89,9%	59,4%	60,7%	23,2%
	Gas					
negativen Preisen	873	3.095	2.222	1.791	1.389	702
	8,9%	28,1%	19,2%	15,7%	14,5%	4,7%
allen Preisen	748	11.410	10.662	4.121	3.595	2.282
	7,5%	89,7%	82,1%	36,6%	31,6%	19,3%
	Gesamt					
negativen Preisen	26.175	39.195	13.020	32.318	32.212	2.981
	39,9%	60,0%	20,1%	51,3%	51,0%	4,9%
allen Preisen	26.175	63.790	37.615	45.354	45.522	7.566
	39,9%	92,2%	52,3%	71,4%	71,4%	9,8%

Quelle. EWI nach EEX Daten.

Die orangefarbenen Pfeile zeigen an, welche Daten in der Tabelle zu vergleichen sind. Es wird deutlich, dass erwartungsgemäß die Erzeugung aus einzelnen Energieträgern in den Stunden mit negativen Preisen deutlich unter dem Gesamtdurchschnitt liegt. Vergleicht man bspw. die Erzeugung aus Kernenergie (88,3 % bzw. 95,9 %) mit der Erzeugung aus Steinkohle (19 % bzw. 59,4 %) wird das Fahrverhalten der Energieträger deutlich.

Die einzelnen Energieträger folgen dem bereits diskutierten Muster. Um die Knappheit in diesen Stunden anhand der Preisniveaus der Minutenregelprodukte einschätzen zu können stellt Tabelle 4 wiederum die Stunden mit negativen Preisen allen Stunden des Betrachtungszeitraum von 10/2008 bis 11/2009 gegenüber. Es kann gesehen werden, dass die Preise der negativen Minutenreserve bei negativen Spotpreisen erwartungsgemäß deutlich über dem Durchschnitt liegen.

Tabelle 4: Übersicht der Preise für negative Regelleistung in Stunden mit negativen Strompreisen vs. allen Stunden im Zeitraum 10/2008-11/2009[13]

[€/MW]	Min	Max	Differenz	Mittelwert	Median	Std.Abw.
	Nur Stunden mit negativen Spotpreisen					
Positiv	0,1	4,8	4,7	1,1	0,7	1,0
Negativ	12,5	102,0	89,5	43,6	34,4	25,4
	Alle Stunden					
Positiv	0,0	776,3	776,3	4,0	1,6	16,7
Negativ	0,0	142,5	142,5	10,1	4,6	15,0

Quelle: EWI nach Regelleistung.net Daten.

Die Preise für die negative Minutenreserve haben einen deutlich höheren Mittelwert und Median, wenn der Spotmarkt negative Preise zeigt. Tabelle 5 stellt nun die zehn Stunden mit den deutlich negativen Preisen (ab ca. -100€/MWh) gegenüber.

Tabelle 5: Nachfrageseitige Daten der zehn Stunden mit stark negativen Preisen[14]

Index	Tag	Datum	Stunde	Preis [€/MWh]	Wind [MWh]	Last [MWh]	res. Last [MWh]
1	Mo	22.12.2008	3	-101,5	15.787	41.763	25.976
2	Mo	22.12.2008	4	-101,5	15.897	41.845	25.948
3	Mo	22.12.2008	5	-101,5	16.022	42.919	26.897
4	So	08.03.2009	7	-109,97	8.722	38.488	29.766
5	Mo	04.05.2009	2	-151,67	4.965	34.922	29.957
6	Mo	04.05.2009	5	-99,72	4.786	36.973	32.187
7	So	04.10.2009	2	-105,76	17.607	42.051	24.444
8	So	04.10.2009	3	-500,02	17.188	40.874	23.686
9	So	04.10.2009	4	-100,09	17.072	40.176	23.104
10	Di	24.11.2009	4	-149,94	17.614		

Quelle: EWI nach EEX, BDEW und ENTSO-E Daten.

Ein interessanter Zusammenhang in Tabelle 5 ist das Zusammentreffen von schwacher Last und hoher Windeinspeisung. So ist in der Stunde mit den zweitniedrigsten Preisen am 4. Mai 2009 die Windenergieeinspeisung etwas über dem Durchschnitt von 4,5 GW im Betrachtungszeitraum. Zugleich ist die Last sehr gering, wodurch die Preise stark negativ werden. Hätte in dieser Stunde eine stärkere Windeinspeisung stattgefunden, wäre das Marktergebnis extremer ausgefallen. Im Gegensatz dazu ist die Windeinspeisung am 4. Oktober 2009 relativ hoch bei gleichzeitig niedriger Last. Bei einem Vergleich der zehn Stunden mit signifikant negativen Preisen ist die residuale Last am

[13] Die höchsten Preise für negative Minutenreserve gab es im April 2009. Zu diesem Zeitraum war die verfügbare Kapazität mit 60 GW bereits relativ gering. Die Spotpreise waren auch zu diesen Zeitpunkten relativ niedrig, wurden jedoch nicht negativ. Die Windeinspeisung war mit ca. vier GW Einspeisung ebenfalls relativ niedrig.

[14] Bei der Berechnung der residualen Last wird lediglich die Windenergieerzeugung von der Last abgezogen. Von der Erzeugung aus sonstigen must-run Anlagen wird abstrahiert. Die Last für den 24.11.2009 ist noch nicht verfügbar.

4. Oktober am geringsten. Dies spiegelt sich in den ungewöhnlich niedrigen Preisen wider. Da sich der Markt bei so geringen Lasten sehr nah an den Grenzen der Flexibilität befindet, sind extreme Preisreaktionen zu erwarten.

Tabelle 6 bietet eine Übersicht über die angebotsseitigen Informationen der bereits dargestellten zehn Stunden. Im Vergleich zu den vorherigen Übersichtstabellen 4 und 5 ist erkenntlich, dass das konventionelle Einspeiseniveau in den Stunden mit negativen Preisen generell gering ist.

Tabelle 6: Angebotsseitige Daten der zehn Stunden mit stark negativen Preisen

					Kernenergie		Braunkohle		Steinkohle		Gas		Gesamt	
Index	Tag	Datum	Stunde	Preis	Absolut [MW]	Anteil [%]	Absolut [MW]	Anteil [%]	Absolut [MW]	Anteil [%]	Absolut [MW]	Anteil [%]	Absolut [MW]	Anteil [%]
		22.12.2008		**verf. Kap**	**17.814**		**18.050**		**15.683**		**13.872**		**47.605**	
1	Mo	22.12.2008	3	-101,5	12.938	72,6%	8.462	46,9%	2.085	13,3%	2.523	18,2%	29.102	40,4%
2	Mo	22.12.2008	4	-101,5	12.646	71,0%	8.300	46,0%	2.074	13,2%	2.575	18,6%	28.686	39,9%
3	Mo	22.12.2008	5	-101,5	12.904	72,4%	8.713	48,3%	2.121	13,5%	2.606	18,8%	29.424	40,9%
		08.03.2009		**verf. Kap**	**14.989**		**17.201**		**13.103**		**11.502**		**62.821**	
4	So	08.03.2009	7	-109,97	13.629	90,9%	13.112	76,2%	3.907	29,8%	2.771	24,1%	36.239	57,7%
		04.05.2009		**verf. Kap**	**14.453**		**16.819**		**14.000**		**10.660**		**63.123**	
5	Mo	04.05.2009	2	-151,67	13.034	90,2%	12.284	73,0%	2.218	15,8%	1.119	10,5%	32.181	51,0%
6	Mo	04.05.2009	5	-99,72	13.478	93,3%	13.344	79,3%	2.798	20,0%	1.285	12,1%	34.275	54,3%
		04.10.2009		**verf. Kap**	**13.138**		**15.666**		**12.911**		**9.475**		**56.928**	
7	So	04.10.2009	2	-105,76	11.136	84,8%	11.089	70,8%	1.809	14,0%	1.061	11,2%	26.690	46,9%
8	So	04.10.2009	3	-500,02	10.913	83,1%	11.042	70,5%	1.765	13,7%	1.035	10,9%	26.361	46,3%
9	So	04.10.2009	4	-100,09	10.842	82,5%	10.942	69,8%	1.763	13,7%	1.034	10,9%	26.175	46,0%
		14.11.2009		**verf. Kap**	**17.013**		**17.420**		**15.416**		**12.156**		**68.379**	
10	Di	24.11.2009	4	-149,94	14.098	82,9%	11.608	66,6%	3.103	20,1%	2.292	18,9%	32.703	47,8%

Quelle: EWI nach EEX Daten.

Der relative Anteil der Erzeugung in Bezug auf die verfügbare Kapazität aus Grundlastkraftwerken ist am 4. Oktober 2009 zwar relativ gering, am 22.12.2008 war er allerdings noch niedriger. Dies könnte daran liegen, dass bspw. die am besten regelfähigen Kraftwerke zu dieser Zeit nicht am Netz waren. Die Braunkohlekraftwerke regelten am 4. Oktober 2009 innerhalb von fünf Stunden um ca. ein GW und innerhalb von acht Stunden um 1,5 GW herunter. Am 22. Dezember 2008 hingegen regelten die Braunkohlekraftwerke innerhalb von fünf Stunden um 2,4 GW und innerhalb von acht Stunden um 5,2 GW herunter. Wie bereits erläutert ist das KKW-Aggregat am 22. Dezember 2008 innerhalb einer fünf Stunden Frist um 3,7 GW herunter gefahren am 4. Oktober 2009 hingegen lediglich um 1,6 GW. Für beide Kraftwerkstypen gilt allerdings, dass insgesamt am 4. Oktober 2009 weniger Kraftwerke verfügbar waren, was die Regelfähigkeit der Aggregate stark beeinflusst. Für eine detailliertere Analyse wären blockscharfe Informationen notwendig, die Aufschluss darüber geben, wie die Flexibilitätsmöglichkeiten einzelner Erzeugungseinheiten in diesen Stunden waren. Wiederum werden dafür als Indikator die Preise für die negative Minutenreserve in Tabelle 7 herangezogen.

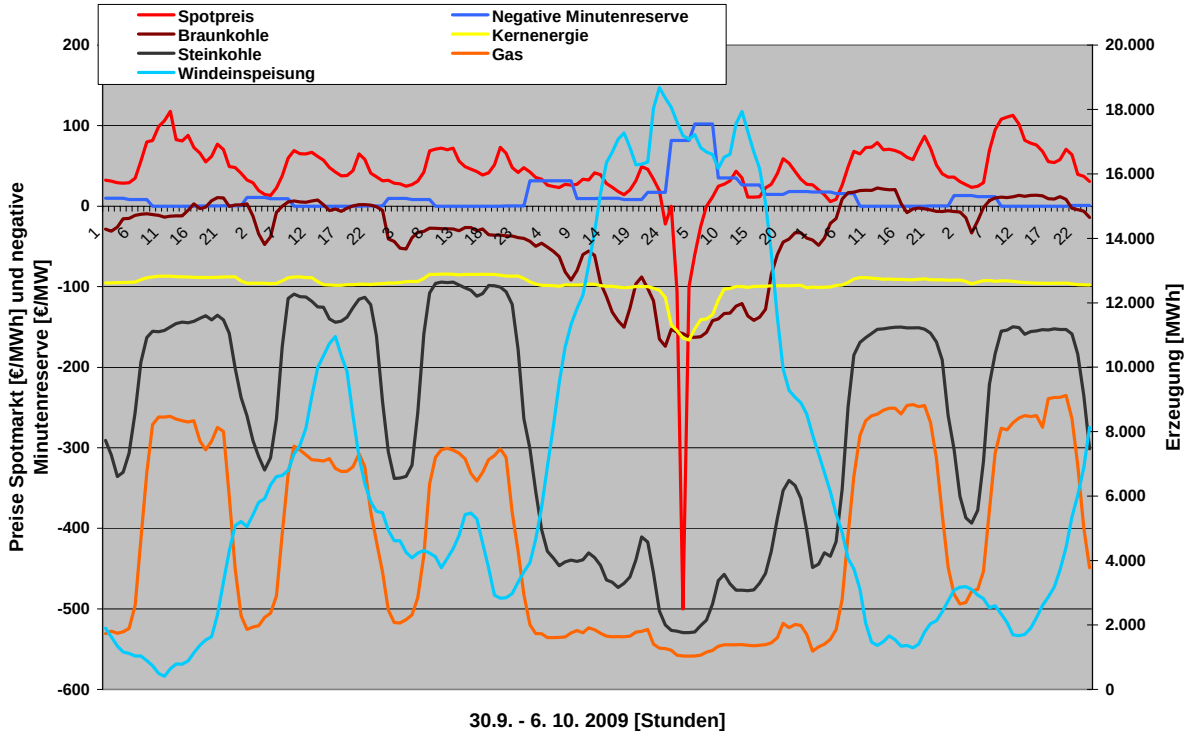
Tabelle 7: Preise für negative Minutenreserve in Stunden mit stark negativen Strompreisen

Index	Tag	Datum	Stunde	Minutenreservepreise		
				Preis [€/MWh]	Positiv [€/MW]	Negativ [€/MW]
1	Mo	22.12.2008	3	-101,5	0,1	31,3
2	Mo	22.12.2008	4	-101,5	0,1	31,3
3	Mo	22.12.2008	5	-101,5	0,3	29,4
4	So	08.03.2009	7	-110,0	2	75
5	Mo	04.05.2009	2	-151,7	1	13
6	Mo	04.05.2009	5	-99,7	5	14
7	So	04.10.2009	2	-105,8	0	81
8	So	04.10.2009	3	-500,0	0	81
9	So	04.10.2009	4	-100,1	0	81
10	Di	24.11.2009	4	-149,9	1	68

Quelle: EWI nach EEX und Regelleistung.net Daten.

Anhand des hohen Preises für negative Minutenreserve in Tabelle 7 ist ersichtlich, dass die Situation am 4. Oktober am Erzeugungsmarkt angespannt war. Allerdings ist darauf hinzuweisen, dass die stark negativen Preise in der Regel nach Wochenenden oder Feiertagen auftreten. Da die Minutenreserve im Gegensatz zum Spotmarkt am letzten Werktag auktioniert wird, hat der Spotmarkt mehr Informationen als der Regelmarkt. Dies wird ebenfalls anhand von Abbildung 20 deutlich, in der zu erkennen ist, dass der höchste Preis für negative Minutenreserve sich im Vier-Stunden-Block nach der negativen Preisspitze ereignet. Der 4. Oktober war ein Sonntag, und zusätzlich war am 3. Oktober ein Feiertag, was für eine sehr geringe Last spricht. Die Erwartung der Marktsituation war also korrekt. Dennoch wurde die Minutenreserve bereits am Freitag auktioniert, wodurch wichtige kurzfristige Informationen wie bspw. Windprognoseanpassungen nicht verfügbar waren.

Abbildung 20: Die Marktsituation am 4. Oktober 2009



Quelle: EWI auf Basis von EEX, BDEW und Regelleistung.net Daten.

Abbildung 20 stellt die Situation nach dem einführend beschriebenen Vorgehen dar. Bereits auf den ersten Blick wird deutlich, dass die Situation am 4. Oktober extrem ist. Die Windenergieeinspeisung ist sehr hoch. Die Gaskraftwerke und Steinkohlekraftwerke reagieren entsprechend und speisen sehr wenig ein. Sogar die Braunkohle erzeugt verhältnismäßig flexibel und reduziert die Einspeisung. Die Kernenergie fährt lediglich um ca. 1,6 GW herunter. Wie bereits anhand von Tabelle 6 diskutiert wurde wären für eine genauere Analyse blockscharfe Informationen nötig. In der ersten stark negativen Preisphase am 22. Dezember 2008 ist die Kernenergie innerhalb von fünf Stunden um ca. 3,7 GW heruntergefahren. Allerdings waren zu der Zeit auch knapp 5 GW mehr Kapazität verfügbar gemeldet. Wenn diese fehlenden Kraftwerke die flexibelsten im Aggregat sind, wäre das eine Erklärung für die eingeschränkte Flexibilität.

Anhand der dargestellten Datenübersicht wird deutlich, dass die Marktsituation am 4. Oktober 2009 sehr angespannt war. Die residuale Last an diesem Tag ist die niedrigste aller beobachteten Stunden mit deutlich negativen Preisen. Der Markt für negative Minutenreserve zeigt ebenfalls den höchsten Preis im Vergleich mit den Stunden mit stark negativen Preisen. In der Erzeugungsübersicht kann gesehen werden, dass zwar in einzelnen Marktsituationen absolut und relativ weniger eingespeist wurde, ohne eine blockscharfe Analyse inklusive belastbarer Datengrundlage über die technische Regelbarkeit lassen sich jedoch keine Rückschlüsse auf potentiell ungenutzte Flexibilität ziehen. Da der Markt in einer

angespannten Marktlage sehr sensibel reagiert, kann der negative Preisausschlag nicht abschließend erklärt werden.

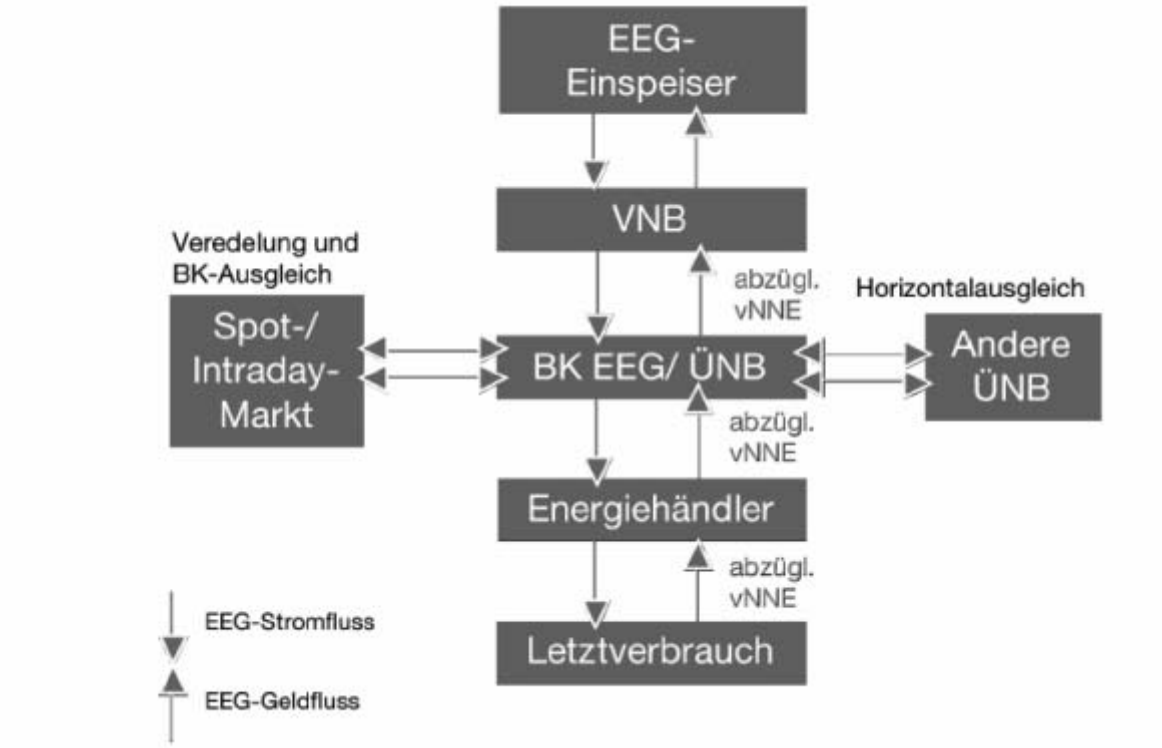
4 EEG-Vermarktung durch ÜNB

In diesem Kapitel wird anfangs kurz der bisherige Wälzungsmechanismus erklärt, bevor im nächsten Schritt die neue Ausgleichsverordnung diskutiert wird. Einer kurzen Einschätzung möglicher Marktreaktionen folgen eine vorläufige Bewertung und weitere Anpassungsoptionen.

4.1 Der EEG Wälzungsmechanismus

Der Ausgleichsmechanismus (Wälzungsmechanismus) des EEG 2009 wird in den §§ 34, 36 und 37 vorgeschrieben. Die einzelnen Schritte der EEG-Wälzung sind in Abbildung 21 dargestellt.

Abbildung 21: Darstellung des Wälzungsmechanismus in vereinfachter Form



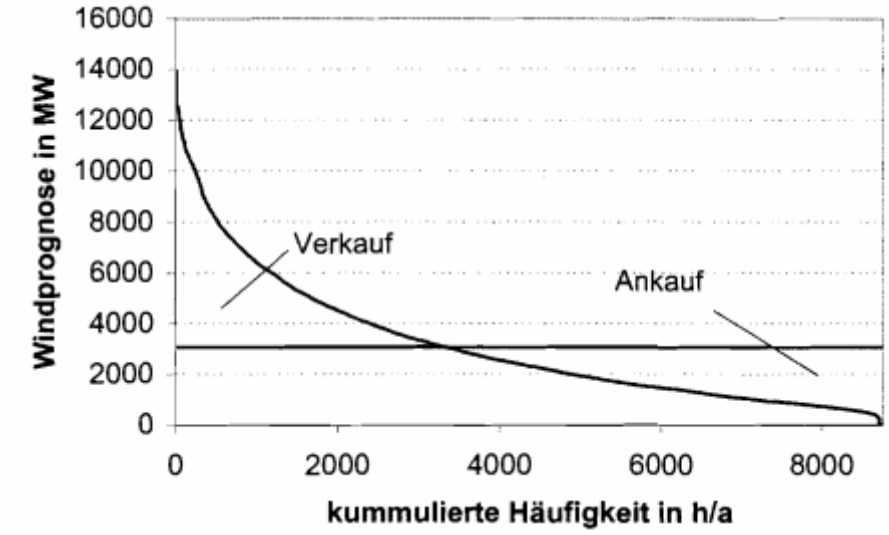
Quelle: BNE (2007).

Die wesentlichen Bestandteile des bundesweiten Ausgleichsmechanismus bestehen aus der „Hochwälzung", der „Horizontalwälzung" und der „Runterwälzung". In §34 des EEG 2009 werden die Netzbetreiber verpflichtet, den EEG-Strom an den vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber weiterzugeben (Hochwälzung). Der horizontale Ausgleich zwischen den Übertragungsnetzbetreibern wird durch §36 geregelt. Ziel der „Horizontalwälzung" ist es, eine einheitliche regionale Belastung herzustellen. Die Weitergaben an die Lieferanten wird durch §37 geregelt. Die „Runterwälzung" dient dazu, allen Vertriebsunternehmen den gleichen EEG-Anteil im Strommix zuzuordnen, damit Endkunden denselben Preisaufschlag aus der EEG-Umlage erhalten.

Auf Basis von Jahres- und Monatsprognosen erstellt der ÜNB Monatsprognosen. Diese Prognosen werden von den Vertriebsunternehmen in ihrer Portfolioerstellung eingeplant und beeinflussen ihr Gesamtstromportfolio. Kommt es nun im Zeitverlauf zu Anpassungen dieser Prognosen, muss das Vertriebsunternehmen das Portfolio neu anpassen, was aufgrund von Wertverlusten des bereits beschafften Strom zu erheblichen Risiken führen kann, gegen die sich Unternehmen absichern müssen.

Von diesem langfristigen Portfoliorisiko der Vertriebsunternehmen aufgrund von Prognoseungenauigkeiten ist die kurzfristige Strukturierung des Monatsbandes zu unterscheiden. Wie bereits beschrieben sind die ÜNB verpflichtet, ein Monatsband an die Vertriebsunternehmen weiter zu geben. Dieses Band soll die durchschnittliche EEG-Menge widerspiegeln, die in diesem Monat eingespeist wird. Die täglichen EEG-Einspeisungen schwanken insbesondere aufgrund der dargebotsabhängigen EE (Wind und PV) recht stark. Daher ist es notwendig, dass die ÜNB zur Strukturierung dieses Bandes überschüssige EEG-Mengen am Strommarkt verkaufen oder zukaufen. Das Vorgehen der ÜNB zur Strukturierung wird im Allgemeinen als wenig transparent angesehen (siehe Deutscher Bundestag, 2009). Durch diese Strukturierung fallen aufgrund des in Abbildung 22 dargestellten Zusammenhangs systematisch Kosten für die ÜNB an.

Abbildung 22: Jahresdauerlinie Day-Ahead Ausgleich Windstromerzeugung



Quelle: Neubarth et al. (2006).

Der Strompreis ist in Zeiten geringer EE-Einspeisung tendenziell höher als in Zeiten hoher EE-Einspeisung. Um das Monatsband zu erstellen, müssen die ÜNB in Zeiten geringer EE-Einspeisung den überdurchschnittlich teuren Strom an der Börse zukaufen, während sie in Zeiten hoher EE-Einspeisung den EE-Strom zu niedrigeren Preisen an der Börse veräußern müssen. Dieser systematische Strukturierungsaufwand wird über die Netzentgelte an die Endkunden weiter gegeben und ist nicht als Kostenbestandteil des EEG deklariert.

Durch den neuen Ausgleichsmechanismus sollen im Wesentlichen folgende Nachteile des bisherigen EEG-Wälzungsmechanismus vermieden werden.[15]

- Durch die Differenzen zwischen Monats- und Jahresprognose zu tatsächlichen EEG-Mengen entstehen für Vertriebsunternehmen erhebliche Risiken, welche finanziell abgesichert werden müssen.
- Bei der Erstellung von Monatsbändern fallen aufgrund der unregelmäßigen EEG-Erzeugung erhebliche Strukturierungskosten an, die in Form von höheren Netzentgelten an Endkunden weiter gegeben werden und nicht als EEG-Kosten deklariert sind.
- Die Handelsgeschäfte der ÜNB welche zur Erstellung der Monatsbänder notwendig sind, sind nicht transparent.
- Der in Form der Monatsbänder gewälzte EEG-Strom wird dem Strommarkt entzogen.

4.2 EEG Vermarktungsänderung und Flexibilität der Vermarktung seit 1. Januar 2010

Anstatt auf Basis von Jahres- und Monatsprognosen EEG-Monatsbänder zu erstellen und diese als verpflichtende Abnahme an Vertriebe weiter zu reichen, wird der EEG-Strom künftig direkt an der Börse verkauft. Hierfür sind nach §2 der Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus (AusglMechV) vorerst die ÜNB verpflichtet.
Der ÜNB darf für die Vermarktung ausschließlich den vortäglichen oder untertägigen Spotmarkt einer Strombörse benutzen. Die Wahl der Strombörse ist dem ÜNB somit freigestellt, die Frist der Vermarktung hingegen nicht.

4.3 Ursachen für mögliche Marktreaktionen

Bei Änderungen in komplexen Systemen kann es in Übergangsphasen kurzfristig zu unerwarteten Ergebnissen kommen. Bei der Änderung der EEG-Vermarktungsregelung kann es kurzfristig passieren, dass Händler den Markt falsch einschätzen, was zu höheren Preisvolatilitäten führen kann. Fundamental ändert sich wenig. Lediglich die Glättung des Monatsbandes fällt weg.

Bisher wurden in der Stunde der maximalen Windeinspeisung gemäß des Beispiels in Abbildung 22 14.000 MW eingespeist. Davon wurden bereits ca. 3.000 MW per Bandlieferung an die Vertriebe weiter gegeben. Die restlichen 9.000 MW wurden am Großhandel veräußert. Insgesamt wurden demnach 14.000 MW in den Strommarkt integriert. Der neue Ausgleichsmechanismus verzichtet auf das 3.000 MW Band und bietet die 14.000 MW direkt am Großhandel an. Physikalisch unterscheiden sich diese beiden Systeme nicht. Für die Glättung dieses Bandes hat der ÜNB demnach bereits in der Vergangenheit Handelsgeschäfte unternommen und dafür entweder überschüssige EE-Mengen am Markt veräußert oder bei Unterdeckung zusätzliche Mengen am Markt nachgefragt. Diese Handelsgeschäfte waren demnach ebenso von der EE-Einspeisung abhängig wie sie es auch in

[15] Siehe Deutscher Bundestag (2009).

Zukunft sein werden. Der wesentliche Unterschied liegt in der Portfolioplanung der Händler. Im bisherigen Wälzungsmechanismus wurden sie verpflichtet, eine bestimmte Strommenge pro Monat in ihr Portfolio einzuplanen. Dies entfällt in Zukunft. Statt dessen wird der day-ahead Markt zu dem entscheidenden Markt für die kurzfristige Optimierung ihres Portfolios um Arbitragemöglichkeiten zu nutzen, da bei einem hohen EE-Angebot die Preise tendenziell niedriger sind als bei geringer EE-Einspeisung.
In der Übergangsphase kann es somit passieren, dass die Händler diese „Lücke“ in ihrem Portfolio mit konventionellem Strom decken, kurzfristig aber ein hohes EE-Angebot im Markt ist. Die Preisreaktion des Marktes dürfte sich allerdings nicht wesentlich von derjenigen der Vergangenheit unterscheiden, da die absoluten Mengen, die im Strommarkt nachgefragt und angeboten werden, identisch sind. Lediglich die Märkte und die Portfoliooptimierung unterscheiden sich. Eine Handelsabteilung, die Erwartungen über die Last und die Windeinspeisung zur Verfügung hat, dürfte im Wesentlichen so agieren wie in der Vergangenheit.

4.4 Bewertung der bestehenden Vermarktungsmöglichkeiten und weitere Handlungsoptionen

Insgesamt kann der neue Ausgleichsmechanismus als deutliche Verbesserung gegenüber dem bisherigem Wälzungsmechanismus bewertet werden. Durch die eingeschränkte Prognosegenauigkeit über einen längeren Zeitraum ist es passend, den Ausgleich der dargebotsabhängigen EE über day-ahead und Intraday Märkte zu organisieren.
Anders sieht die Prognosegenauigkeit vermutlich bei anderen EE Technologien, wie z.B. der Biomasse aus. Zwar hat der ÜNB aufgrund des EEG keine Steuerungsmöglichkeiten, anhand von Erfahrungen und Prognosen könnte diese EE-Menge jedoch unter Berücksichtigung eines Sicherheitsbandes ebenfalls auf einem Terminmarkt veräußert werden. Dies hätte den Vorteil, dass die day-ahead Information über den EE-Anteil im Markt bereits um die „planbaren“ EE bereinigt wäre und somit die Vermarktungsstruktur dem bisherigen EEG-Band ähnlicher wäre. Sollte der ÜNB aus Gründen der Prognoseunsicherheit auf Termingeschäfte verzichten liegt das innerhalb seines Kalküls. Grundsätzlich könnte die Option von Termingeschäften jedoch die Effizienz der Marktintegration fördern. Innerhalb der EE-Vermarktung durch die ÜNB sind die Spielräume relativ begrenzt.

Für eine grobe Mengeneinschätzung wurde die vom BDEW veröffentlichte Jahresprognose 2009 herangezogen. Im Durchschnitt ergibt die Jahresprognose für die Technologien Wasserkraft, Deponie-, Klär- und Grubengas, Biomasse und Geothermie ein Band von ca. 3,4 GW für jede Stunde. Um diese Zahl in ein Verhältnis zu setzen wird die gesamte EEG-Erzeugung ebenfalls in ein Band von ca. 9,4 GW umgerechnet. In der letzteren Zahl sind zusätzlich die dargebotsabhängigen Technologien Windenergie und Strahlungsenergie enthalten, die stark um dieses Band schwanken. Das als besser prognostizierbar benannte Band von 3,4 GW müsste ggf. dennoch um einen Prognosefehler bereinigt werden. Das Residuum könnte dann z.B. in Form von Monatsforwards am Terminmarkt gehandelt werden und damit die vom ÜNB am day-ahead Mark zu veräußernde EEG-Menge reduzieren. Inwiefern monetäre Vorteile entstünden, hängt von der Marktdynamik ab und kann hier nicht quantifiziert werden.

Um die Perspektive zu weiten und das Gesamtsystem in den Fokus zu rücken, wird im nächsten Abschnitt diskutiert, welche übergeordneten Möglichkeiten bestehen, die Flexibilität des Gesamtsystems zu steigern.

5 Langfristige Anforderungen an die Systemflexibilität

Notwendigkeit negativer Preisspitzen

Negative Preisausschläge sind ebenso notwendig wie positive Preisausschläge, um Knappheiten im Markt zu signalisieren. Positive Preisausschläge signalisieren in Spitzenlastzeiten die Knappheit von Erzeugungskapazität und reizen Investitionen in neue Kraftwerke an. Negative Preisausschläge signalisieren die Knappheit von Flexibilität, vorrangig bei niedriger Last, da sie auftreten wenn nicht genügend Kraftwerke in der Lage sind herunterzufahren. Es kann davon ausgegangen werden, dass sich Häufigkeit und Ausmaß der negativen Flexibilitätsanforderungen deutlich erhöht, wenn a) Effizienzmaßnahmen dazu beitragen, dass der Strombedarf zukünftig sinkt und b) der Anteil der erneuerbaren Erzeugung auf das politisch gewünschte Ziel ansteigt. Derzeit werden etwa 16% der Stromnachfrage durch erneuerbare Energien gedeckt. Das Ziel des EEG 2009 bis zum Jahre 2020 mindestens 30% des Strombedarfs durch erneuerbare Energien zu decken, wird einen hohen Anteil zusätzlicher dargebotsabhängiger Erzeugung mit sich bringen. Aus diesem Grund sind Preissignale, die diesen Strukturwandel anreizen, wichtig.

Langfristig werden unflexible Kraftwerke durch die geringere Volllaststundenzahl und zusätzliche Ausgaben bei negativen Preisen unrentabel und durch flexiblere Kraftwerke ersetzt (siehe Abbildung 2). Alternativ finden sich Wertschöpfungen, die flexibel Strom abnehmen können wie bspw. Speichersysteme in jeglicher Form. Diese reichen von Demand-Side Management Anwendungen wie regelbaren Kühlhäusern bis hin zu Druckluftspeichern oder Elektrofahrzeugen.

Es wurden in diesem Zusammenhang Ausschnitte eines Interviews mit dem Vorstandsvorsitzenden der EEX Hans-Bern Menzel im Dow Jones TradeNews Energy Newsletter (15.1.2010) veröffentlicht, in dem er mitteilt, dass aus der Industrie Marktteilnehmer hinzugewonnen werden konnten, die bei negativen Spotpreisen als Käufer an den Markt kommen können. Darüber hinaus wird berichtet, dass sich die Marktteilnehmer frühzeitig auf die neue Regelung eingestellt hätten und es bisher zu keinen unerwarteten Marktreaktionen kam.

Ausschreibungsfristen der Regelmärkte

Eine Möglichkeit, kurzfristiger auf Marktsituationen reagieren zu können ist eine kürzere Ausschreibungsfrist für Primär- und Sekundärreserve. Finden die Auktionen für diese Produkte ebenso wie die Minutenreserve day-ahead statt, können ggf. Grundlastkraftwerke herunterfahren und müssten nicht auf Monatsbasis verpflichtet werden, am Netz zu bleiben. Hierbei ist ebenfalls eine Anpassung in der Ausschreibung der Minutenreserve zu empfehlen. Wie bereits angesprochen, finden die Auktionen werktäglich statt. In der Regel kommt es allerdings nach Wochenenden und Feiertagen zu negativen Preisspitzen. Aus diesem Grund sollten alle Regelprodukte zur gleichen Zeit wie der Spotmarkt stattfinden, damit für beide Märkte die gleichen Informationen als Entscheidungsgrundlage dienen können.

Zudem könnten die Losgrößen für die Minutenreserve auch kleiner als 15 MW sein. Dies würde ggf. zu einer Erhöhung der Transaktionskosten beim Abruf führen (dem könnte allerdings mit IKT Systemen begegnet werden), würde andererseits die Möglichkeit eröffnen, dass dezentrale Einheiten leichter gepoolt werden und größere Anlagen weiter herunterregeln könnten.

In Tabelle 1 wird dargestellt, dass zwischen 4.279 und 6.242 MW für die negative Regelleistung ausgeschrieben wurde. Davon zwischen 656 und 664 MW für die Primärregelung, zwischen 2.064 und 2.340 für die Sekundärreserve und zwischen 1.559 und 3.238 MW für die Minutenreserve. In Summe stehen demnach 6.2 GW nicht zum Herunterfahren aufgrund des Spotmarktes zur Verfügung. Zwischen 2,7 und 3 GW (Primär- und Sekundärreserve) werden monatlich ausgeschrieben und entziehen sich somit der kurzfristigeren Optimierung. Insgesamt reduziert sich der Bedarf an negativer Reserveleistung vermutlich nicht. Die Flexibilität bestünde bei einer kürzeren Ausschreibungsfrist lediglich in der Deckung des Bedarfs. Dieser kann ggf. durch andere Kraftwerkstypen gedeckt werden oder bei kleineren Losgrößen ggf. auch durch zusätzliche industrielle Verbräuche und kleinere gepoolte Anlagen, wie z.B. KWK oder Demand Side Management Aktivitäten.

Anpassung des EE-Fördersystems

Ein langfristiger Schritt wäre eine stärkere Marktorientierung des EE-Fördersystems. Bei einer stärkeren Nutzung der Direktvermarktung würden EE-Anlagen ab einem negativen Preis, welcher der Bonushöhe entspricht, selbst ihre Einspeisung drosseln. Die dadurch gewonnene Flexibilität kann dazu genutzt werden Regelprodukte sowohl im positiven wie auch im negativen Bereich anzubieten. Technisch wäre bspw. die Windenergie in der Lage, alle Regelprodukte anzubieten. Vor allem bei einer Verkürzung der Auktionszeiträume für Primär- und Sekundärreserve auf day-ahead Auktionen besteht hier Optimierungspotential. Die gesamtwirtschaftliche Effizienz stellt sich in dem Moment ein, in dem der Wert der eingespeisten Windenergie negativ wird.

Bei einer direkten Vermarktung der EE-Erzeugung am Großhandel wird ein EE-Betreiber nur so lange einspeisen wie er einen positiven Deckungsbeitrag erwirtschaftet. Für den Fall der Windenergie ist die Kalkulation aufgrund von variablen Kosten von Null relativ einfach. Bei einer reinen Direktvermarktung ohne Bonus wird der EE-Betreiber seine Einspeisung drosseln sobald der Spotpreis negativ wird.[16] Bekommt der Betreiber zusätzlich zum reinen Börsenpreis noch einen Bonus ist er bereit so lange einzuspeisen, bis der negative Preis der Höhe des Bonusses entspricht, da er bis zu diesem Punkt einen positiven Deckungsbeitrag erwirtschaftet. Der Bonus bestimmt also die Höhe der negativen Gebote.

Im Falle der freien Wahl der EE-Vermarktungsmöglichkeiten kann der Betreiber zusätzlich zu der Vermarktung am Spotmarkt die Vermarktung am Regelenergiemarkt wählen.[17] In Stunden mit

[16] Voraussetzung für dieses Verhalten ist die technische Möglichkeit der Regelbarkeit der Windenergieanlagen.

[17] Bei einer fixen EEG Vergütung wäre der Betreiber hierzu nicht bereit und nicht berechtigt.

negativen Preisen wird der Wert der Windenergie für den Spotmarkt ebenfalls negativ.[18] Für den EE Betreiber besteht nun der Anreiz, seine potentielle Stromerzeugung auf einem anderen Markt anzubieten. In einer Situation, in der eine hohe Windprognose zu einem negativen Spotpreis führen würde und der Windbetreiber daher seine Einspeisung reduziert, kann er die Reduktion (angepasst um ein Sicherheitsband für Prognosefehler) als positive Reserve anbieten – vorausgesetzt der Reservemarkt ist entsprechend ausgestaltet. Negative Reserve kann der Betreiber in jedem Fall bei entsprechend hoher Windprognose anbieten. Insbesondere wenn eine hohe Windenergieeinspeisung den konventionellen Markt an den Rand der negativen Flexibilität führt, kann die Bereitstellung von positiver und negativer Regelleistung die Marktsituation entspannen.

[18] Abstrahiert von der Bonuszahlung. Bei Zahlung eines Bonusses wird der Wert des Windstroms bei negativen Preisen unterhalb der Bonushöhe negativ.

6 Fazit

Negative Preise sind aus ökonomischer Sicht ein wichtiges Element, um Effizienz im Strommarkt zu unterstützen. Kurzfristig ist dies der Fall, wenn Einspeiseentscheidungen aufgrund von Trägheiten im Erzeugungsbereich infolge vermiedener An- und Abfahrvorgänge im negativen Preisbereich getroffen werden. Längerfristig sind negative Preise wichtig, um den benötigten Strukturwandel anzureizen, der notwendig ist, um den Anteil erneuerbarer Energien im Stromsystem weiter zu erhöhen. Dies kann erzeugungsseitig geschehen, indem Investitionen in flexiblere Kraftwerke getätigt werden und/oder nachfrageseitig, indem die Flexibilität zusätzlicher Nachfrage z.B. durch DSM, Speicher oder Elektrofahrzeuge angereizt wird.

Die Analyse der bisherigen, deutlich negativen Preise an der EEX zeigt erwartungsgemäß eine Drosselung der konventionellen Erzeugung mit unterschiedlichen Möglichkeiten der verschiedenen Brennstofftypen. Eine detaillierte Analyse wäre nötig, um Abschätzungen über die Fahrweise einzelner Kraftwerksblöcke treffen zu können.

Die Änderung des Ausgleichsmechanismus zum 1.1.2010 verspricht mit einer Vielzahl von positiven Effekten einher zu gehen. Lediglich kurzfristig können Marktergebnisse auftreten, die auf eine mangelnde Erfahrung mit dem neuen Mechanismus zurückgeführt werden könnten. Mittelfristig dürften Händler bei der Optimierung ihrer Portfolios die kurzfristige Eindeckung der am day-ahead Markt verfügbaren Strommengen aus erneuerbaren Energien berücksichtigen. Lediglich die Einschränkung der Vermarktungsoption auf day-ahead bzw. intraday Märkte könnte durch eine zusätzliche Option erweitert werden, welche längerfristige Termingeschäfte für besser prognostizierbare Erzeugung aus erneuerbaren Energien (z.B. Biomasse) zulässt. Vor allem die Transparenz der Vermarktung des teilweise dominanten Windenergieanteils ist ein wesentlicher Fortschritt gegenüber dem ehemaligen Ausgleichmechanismus. Diese Transparenz könnte sogar noch erhöht werden, indem ÜNB verpflichtet werden, die Menge des angebotenen Windstroms vor Börsenschluss zu veröffentlichen, damit die anderen Marktteilnehmer eine sicherere Basis haben um eine effiziente Preisfindung zu ermöglichen. Sollte das Gegenteil stattfinden, nämlich eine zusätzliche Unsicherheit über die Windenergiemenge am Markt, wäre einer der Hauptvorteile des neuen Systems konterkariert.

Weiterführende Optimierungsmöglichkeiten sind im Gesamtsystem möglich. Insbesondere die Verkürzung der Auktionszeiträume für Primär- und Sekundärreserve bietet Optimierungspotential, da ggf. Erzeugungskapazitäten hierdurch die Möglichkeit hätten herunterzufahren. Die Versteigerung der Kuppelleitungskapazitäten sollte in den Preisfindungsmechanismus der nationalen Strombörsen integriert werden, um ineffiziente explizite Auktionsergebnisse zu vermeiden. Längerfristig bietet die Anpassung des Fördersystems für erneuerbare Energien große Potentiale, die Integrationsherausforderungen zu bewältigen, da bei einem negativen Preis auf dem Spotmarkt andere Vermarktungsoptionen wie z.B. das Anbieten auf Regelmärkten attraktiver werden.

Literatur

BDEW (2008): Jahresprognose 2009 zum Erneuerbare-Energien Gesetz, Stand 30.09.2008.

BMU (2007): Analyse des Preiseffektes der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf die Börsenpreise im deutschen Stromhandel, Gutachten vom Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung, Karlsruhe.

BNE (2007): EEG-Gutachten, Gutachten zur Angemessenheit der Aufwendungen für die Veredelung des EEG-Stromaufkommens durch die Übertragungsnetzbetreiber, LBD-Beratungsgesellschaft mbH.

Dena (2005): Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020 (dena-Netzstudie), Gutachten von DEWI/ E.ON Netz/ EWI/ RWE TN Strom/ VE Transmission im Auftrag der Deutschen Energie Agentur, Berlin.

Deutscher Bundestag (2009): Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus (AusglMechV), Drucksache 16/13188.

EEG (2009): Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien, 2009.

Erdmann, G. (2008): Indirekte Kosten der EEG-Förderung, Kurz-Studie im Auftrag der WirtschaftsVereinigung Metalle (WVM), Berlin.

IER (2009): Verträglichkeit von erneuerbaren Energien und Kernenergie im Erzeugungsportfolio – Technische und ökonomische Aspekte, Stuttgart.

Nabe (2006): Effiziente Integration erneuerbarer Energien in den deutschen Elektrizitätsmarkt, Dissertation, TU Berlin.

Neubarth, J./Woll, O./Weber, C./Gerecht, C. (2006): Beeinflussung der Spotmarktpreise durch Windstromerzeugung, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 56 Jg., Heft 7.

Nicolosi, M./Fürsch, M. (2009): The Impact of an increasing share of RES-E on the Conventional Power Market - The Example of Germany, Zeitschrift für Energiewirtschaft, 33. Jg., Heft 3.

Ockenfels, A./Grimm, V./Zoettl, G. (2008): Strommarktdesign – Preisbildungsmechanismus im Auktionsverfahren für Stromstundenkontrakte an der EEX, Köln.

Stoft, S. (2002): Power System Economic – Designing Markets for Electricity, IEEE Press, Piscataway, NJ.

Viehmann, J./Sämisch, H. (2009): Windenergieintegration bei negativen Strompreisen, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 59. Jg., Heft 11.

Wissen, R./Nicolosi, M. (2008): Ist der Merit-Order-Effekt der erneuerbaren Energien richtig bewertet? Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 58. Jg., Heft 1/2.