

# Kommentar zum Grünbuch „Ein Strommarkt für die Energiewende“

---

Dominik Schäuble<sup>1</sup>, Patrick Matschoss, Benjamin Bayer

Institute for Advanced Sustainability Studies (IASS) Potsdam e.V.

Potsdam, 27. Februar 2015

## *Zusammenfassung*

Dieser Kommentar bewertet das vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) vorgelegte Grünbuch „Ein Strommarkt für die Energiewende“. Das Grünbuch soll die Grundlagen für die im Jahr 2015 anstehenden Entscheidungen zur Weiterentwicklung des Strommarktes schaffen. Durch die Weiterentwicklung soll sichergestellt werden, dass der Strommarkt auch bei steigenden Anteilen von fluktuierender Wind- und Sonnenenergie Erzeugung und Verbrauch synchronisiert, und zwar sowohl kurz- (Einsatzfunktion) als auch langfristig (Vorhaltefunktion). Für die kosteneffiziente Gewährleistung langfristiger Versorgungssicherheit stehen aus Sicht des BMWi die Fragen „Kapazitätsmarkt ja oder nein?“ und „wenn ja, welcher?“ im Fokus.

Bei der Beantwortung dieser Fragen plädieren wir dafür Einsatz- und Vorhaltefunktion des Strommarktes integriert zu betrachten. Der Strommarkt muss nicht nur zu jedem Zeitpunkt Angebot und Nachfrage synchronisieren und die Vorhaltung ausreichender Kapazitäten anreizen, sondern auch über eine Erhöhung der Mittel- und Spitzenlastkapazität relativ zur Grundlastkapazität dem steigenden Flexibilisierungsbedarf Rechnung tragen. Ein zukunftsfähiger Strommarkt sollte daher auf der Erzeugungsseite Anreize für den Erhalt bestehender und für Investitionen in neue mittel- und spitzenlastfähige (d.h. flexible) Kraftwerke geben. Kurz- und mittelfristig bedeutet das vor allem die Marktberäumung – den Abbau an Überkapazität (rund 60 GW im für Deutschland relevanten Strommarktgebiet, BMWi 2014) – in eine Richtung zu lenken, die dem langfristigen Bedarf an flexibler Erzeugung Rechnung trägt.

Die für die nächsten Jahre zu erwartenden Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preise werden dazu führen, dass der grenzkostenbasierte Energy-Only-Markt (EOM) die (relativ inflexiblen) Grundlasttechnologien Braunkohle und Kernenergie (letztere wird regulativ abgebaut) im Markt hält und ein großer Teil der mittel- und spitzenlastfähigen Steinkohle- und Gaskraftwerke nicht wirtschaftlich betrieben werden können. Die daraus resultierende Marktberäumung wird also entgegen des langfristigen (Flexibilitäts-)Bedarfs stattfinden. Ausreichend hohe Leistungszahlungen an Gaskraftwerke im Rahmen von Kapazitätsmärkten können den Abbau an Gaskraftwerkskapazität zwar verhindern, sie

---

<sup>1</sup> Kontakt: [Dominik.Schaeuble@iass-potsdam.de](mailto:Dominik.Schaeuble@iass-potsdam.de); [Patrick.Matschoss@iass-potsdam.de](mailto:Patrick.Matschoss@iass-potsdam.de)

führen aber weder zu einer höheren Auslastung der Gaskraftwerke, noch zu einem Abbau der Grundlastkapazität.

Neben flexiblen Kraftwerken sind flexible Verbraucher potentiell eine wichtige zukünftige Flexibilitätsoption. Das Grünbuch betont zu Recht den Beitrag, den Lastmanagement für eine sichere und kosteneffiziente Stromversorgung leisten kann. Wir plädieren allerdings für einen nüchternen Blick auf die Unsicherheiten der Potenziale und Kosten von Lastmanagement und kritisieren deshalb folgende Punkte: a) Verglichen mit den empirischen Erfahrungen zur Marktintegration von abschaltbaren Lasten sind selbst die konservativen Schätzungen zum Lastreduktionspotenzial von r2b und Frontier relativ hoch. b) Die Gutachter von r2b und Frontier gehen davon aus, dass das Potenzial in einem EOM einfacher zu aktivieren ist als in einem zentralen Kapazitätsmarkt. Besonders kritisch wird der zentrale umfassende Kapazitätsmarkt eingestuft. Durch empirische Erfahrungen aus US-amerikanischen Märkten, die als Vorreiter bei der Integration von abschaltbaren Lasten gelten, lässt sich diese Aussage nicht belegen. c) Die Gutachten von r2b und Frontier legen nicht dar, wie sich die Lastreduktionspotenziale zusammensetzen. Daher können die dargestellten Potenziale nicht verifiziert und mit anderen wissenschaftlichen Arbeiten verglichen werden. d) Die Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) wird im Grünbuch nicht thematisiert. Die Produkte der AbLaV sind vergleichbar mit der positiven Minutenreserve. Die möglichen Einnahmen für Anbieter sind jedoch um ein Vielfaches höher. Daher fördert die AbLaV den Wettbewerb um die effizienteste Flexibilitätsoption nicht.

Das BMWi betont in der Einleitung des Grünbuchs, dass der mittel- und langfristige Umbau des Stromsektors durch die quantitativen Ziele des Energiekonzepts geleitet wird und nennt an erster Stelle das nationale Klimaschutzziel für 2020: eine Verminderung der Treibhausgasemissionen um 40 Prozent gegenüber 1990. Die Bundesregierung hat im Dezember 2014 im Rahmen des Aktionsprogramms Klimaschutz anerkannt, dass die Klimaschutzziele ohne einen signifikanten Beitrag des Stromsektors nicht zu erreichen sind (BMUB 2014). Der dort genannte zusätzliche Beitrag von 22 Mio. t CO<sub>2eq</sub> pro Jahr gilt allerdings nur unter der Annahme, dass die Minderungen aus dem Referenzszenario (71 Mio. t CO<sub>2eq</sub> pro Jahr) auch erreicht werden. Das heißt, die notwendige Gesamt-minderung der Energiewirtschaft beträgt 93 Mio. t CO<sub>2eq</sub> pro Jahr bis 2020 im Vergleich zu 2012. Eine marktgetriebene Entwicklung des Kraftwerksparks wird dieses Emissionsminderungsziel weit verfehlen, egal ob mit Strommarkt 2.0, Strommarkt 2.0 plus Kapazitätsreserve oder Kapazitätsmarkt. Ein zusätzliches Instrument, das die Gesamt-minderung der Energiewirtschaft sicherstellt, ist also erforderlich.

Aus den hier zusammengefasst dargestellten Analysen und Bewertungen leiten wir folgende Handlungsempfehlungen ab:

1. Der Strommarkt sollte um ein Instrument ergänzt werden, das gleichzeitig die Bereinigung des Kraftwerksparks und die Emissionen der Stromerzeugung steuert, indem es emissionsintensive und relativ unflexible Kraftwerke ordnungsrechtlich aus dem Markt nimmt. Dieses Instrument würde die Wirtschaftlichkeit der im Markt verbleibenden Mittel- und Spitzenlastkraftwerke tendenziell stärken und den Beitrag der Stromerzeugung zum Erreichen der Klimaschutzziele für 2020 sichern. Es würde einen Rahmen für den zukünftigen Strommarkt bilden, der sowohl bei einer Entscheidung für den EOM 2.0 mit

Kapazitätsreserve als auch für einen Kapazitätsmarkt sinnvoll und notwendig ist. Das Emissionsminderungsinstrument sollte daher als Sowieso-Maßnahme in das Weißbuch aufgenommen werden.

2. Die Einführung eines Kapazitätsmarktes stellt einen erheblichen Eingriff in den Strommarkt dar. Allein der damit verbundene Aufwand wird große Hemmungen erzeugen, das Instrument zu einem späteren Zeitpunkt wieder abzuschaffen. Gleichzeitig kann aus den empirischen Belegen keine eindeutige Handlungsempfehlung für oder gegen die Einführung von Kapazitätsmärkten in Deutschland abgeleitet werden. Bei dieser Erkenntnislage ist es aus unserer Sicht sinnvoll auf den großen Markteingriff zu verzichten. Wir befürworten stattdessen die Weiterentwicklung des EOM mit einer Ergänzung um eine Kapazitätsreserve. Diese Schritte ermöglichen weiteren Erkenntnisgewinn bei gesicherter Versorgung und schränken den zukünftigen Entscheidungsraum nicht ein.
3. Das realisierbare Lastreduktionspotenzial ist mit erheblichen Unsicherheiten behaftet. Auch aus dieser Perspektive ist die Absicherung des EOM 2.0 durch eine Kapazitätsreserve zu empfehlen.
4. Ein Level-Playing-Field für Flexibilitätsoptionen ist notwendig. Die Hemmnisse, denen sich Lastmanagement in Form zu großer Produkte oder Ausschreibungszeiten im Regelleistungsmarkt oder in Form einer Begünstigung kontinuierlichen Strombezugs im Bereich der Netzentgelte gegenübersteht, sollten abgebaut werden.
5. Die Verordnung zu abschaltbaren Lasten fördert den Wettbewerb der Flexibilitätsoptionen nicht und verursacht zusätzliche Kosten für die Verbraucher. Der mangelnde Nutzen für das Stromsystem rechtfertigt keine Verlängerung der Verordnung.

## **1 Das Grünbuch und die zentralen Herausforderungen für den zukünftigen Strommarkt**

Der Strommarkt hat auch weiterhin für Versorgungssicherheit, das heißt für einen Ausgleich von Angebot und Nachfrage zu jedem Zeitpunkt, zu sorgen. Dafür muss er kurzfristig den Einsatz vorhandener Kapazitäten effizient steuern (Einsatz- oder Koordinationsfunktion) und langfristig Investitionen in dafür notwendige Kapazitäten gewährleisten (Vorhalte- oder Finanzierungsfunktion). Angesichts der anstehenden Systemtransformation hin zu fluktuierenden erneuerbaren Energien (FEE) als neue Leittechnologien (PV und Wind) ergibt sich daraus die zentrale Herausforderung der Flexibilisierung sowohl im kurzfristigen Einsatz als auch in der langfristigen Vorhaltung von Kapazitäten. Kurzfristig erfordert dies eine Flexibilisierung des Marktgeschehens und einen unverzerrten Wettbewerb verschiedener Flexibilitätsoptionen. Langfristig impliziert es einen Strukturwandel im konventionellen Kraftwerkspark, der neben der systemisch notwendigen Flexibilisierung auch das Erreichen der mittel- und langfristigen Klimaschutzziele gewährleisten muss. Das Strommarktdesign muss diese Transformation anreizen. Die Stromerzeugung ist derzeit noch durch emissionsintensive und inflexible Kapazitäten in der Grundlast gekennzeichnet; notwendig sind zukünftig aber höhere Anteile emissionsarmer und flexibler Erzeugung für die Mittel- und Spitzenlast (Sachverständigenrat für Umweltfragen 2013; enervis 2014).

Aus diesen Herausforderungen ergeben sich eine Reihe von Maßnahmen, von denen einige in jedem Fall sinnvoll sind (Sowieso-Maßnahmen). Von den Sowieso-Maßnahmen hebt sich „die“ große strategische Frage ab: Soll der bestehende Strommengenmarkt (Energy-Only-Markt, EOM) um einen Kapazitätsmarkt ergänzt werden, um Versorgungssicherheit zu gewährleisten?

## **2 Die Sowieso-Maßnahmen und die Kapazitätsmarkt-Frage: Eine gute Kartierung der Entscheidungslage...**

Es ist zu begrüßen, dass das Grünbuch die notwendige Flexibilisierung des Kapazitätseinsatzes explizit aufgreift. Weiterhin liefert das Grünbuch mit der Unterscheidung zwischen den Sowieso-Maßnahmen und der Zuspitzung auf die strategische Frage, ob ein weiterentwickelter EOM (EOM 2.0) Versorgungssicherheit gewährleisten kann oder ob eine Ergänzung um einen Kapazitätsmarkt notwendig ist, eine wichtige Kartierung der anstehenden politischen Entscheidungen. Es macht außerdem die gesellschaftspolitischen Wertentscheidungen explizit, die der Entscheidung für ein bestimmtes Marktdesign zu Grunde liegen. Dazu gehören unterschiedliche Definitionen von Versorgungssicherheit als private oder gesellschaftliche Aufgabe im Rahmen eines EOM 2.0 bzw. eines Kapazitätsmarktes und die Akzeptanz von Preisspitzen und ein damit einhergehender „freiwilliger“ Verzicht auf Stromnachfrage im Falle des EOM 2.0.

Viele der im Grünbuch vorgeschlagenen Sowieso-Maßnahmen sind noch sehr unspezifisch. Vielfach wird nur die Problemstellung aber kein konkreter Lösungsansatz beschrieben. Da es bei vielen Lösungen auf die Ausgestaltung im Detail ankommt, ist eine hinreichende Konkretisierung im auf das Grünbuch folgenden Weißbuch entscheidend, um die quantitativen Wirkungen abschätzen zu können. Zum Beispiel werden in Kapitel 5 die Implikationen eines verstärkten Eigenverbrauchs nicht adressiert. Dies betrifft vor allem die Struktur der Netzentgelte, die zukünftig stärker an die Anschlussleistung anstatt an den Verbrauch gekoppelt werden müsste.

## **3 ...aber eine entscheidende Sowieso-Maßnahme fehlt**

Die entscheidende Schwäche des Grünbuchs besteht aber in der mangelnden Berücksichtigung der Klimaschutzziele und der sich daraus ergebenden Anforderung an den Strukturwandel im konventionellen Kraftwerkspark. Zwar werden andere wichtige Rahmenbedingungen der Kapazitätsentwicklung (FEE-Ausbau, Kernenergieausstieg, EU-Binnenmarkt für Elektrizität) benannt und den Klimaschutzziele ist ein eigenes Kapitel gewidmet. Letzteres setzt aber ausschließlich auf den unzureichenden Emissionshandel, ist zudem widersprüchlich, und zieht nicht die Konsequenzen im Hinblick auf eine notwendige nationale Instrumentierung zum Abbau von Grund- und dem Erhalt / Aufbau von Mittel- und Spitzenlastkapazitäten.

### **3.1 Ein Instrument zur Minderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen als Rahmen für den Strommarkt**

Das Strommarktdesign ist erst dann zukunftsfähig, wenn es die Einhaltung der Klimaschutzziele des Energiekonzepts gewährleistet. Angesichts der Schwäche des Emissionshandels ist dafür ein

zusätzliches nationales Instrument notwendig, das emissionsintensive Kraftwerke ordnungsrechtlich aus dem Markt nimmt. Diese notwendige Rahmensetzung ist unabhängig von der strategischen Frage, welcher Mechanismus zur Gewährleistung von Versorgungssicherheit gewählt wird und fällt daher in die Kategorie der Sowieso-Maßnahmen.

Ausgehend vom Klimaschutzziel des Energiekonzepts für 2020 hat die Bundesregierung im Aktionsprogramm Klimaschutz im Dezember 2014 die Notwendigkeit eines zusätzlichen Beitrags des Stromsektors anerkannt und diesen auf 22 Mio. t CO<sub>2eq</sub> pro Jahr relativ zur aktuellen Projektion für 2020 geschätzt (BMUB 2014). Allerdings leitet sich dieser Beitrag aus einer notwendigen Gesamtmineralung des Stromsektors von 93 Mio. t CO<sub>2eq</sub> pro Jahr bis 2020 (gegenüber 2012) ab und setzt voraus, dass die zugrunde gelegten Minderungen des Referenzszenarios von 71 Mio. t CO<sub>2eq</sub> pro Jahr auch tatsächlich erreicht werden.

Wenn die gesamte Mineralung von 93 Mio. t CO<sub>2eq</sub> pro Jahr durch eine Verringerung der Braunkohleverstromung angestrebt würde, müsste die Stromerzeugung aus Braunkohle im Vergleich zum Jahr 2014 (Bruttostromerzeugung aus Braunkohle: 156 TWh, AG Energiebilanzen 2014) um rund die Hälfte reduziert werden. Das Ausmaß der Emissionsmineralung ist also durchaus ambitioniert und hat erhebliche Auswirkungen auf den Strommarkt.

Das Grünbuch setzt hier ausschließlich auf den europäischen Emissionshandel (Kapitel 8), obwohl bis 2020 keine hinreichend hohen CO<sub>2</sub>-Preise zu erwarten sind. Wenig nachvollziehbar geht das Grünbuch trotz anerkannter Zertifikatsüberschüsse davon aus, dass es rechtzeitig zu „wichtigen Signalen für zukünftige Investitionen“ durch den Emissionshandel kommt.

Die Einsatzreihenfolge (Merit-Order) der Kraftwerke wird durch ihre Grenzkosten bestimmt. Die Grenzkosten setzen sich im Wesentlichen aus Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Kosten zusammen. Bei Vernachlässigung externer Kosten ist Braunkohle ein relativ kostengünstiger Brennstoff, deutlich günstiger als Steinkohle und Erdgas. An dieser Tendenz ändern auch Schwankungen der Steinkohle- und Gaspreise nichts. Der Preis für eine Tonne CO<sub>2</sub> beträgt im Europäischen Emissionshandel derzeit gut 7 Euro (EEX.com, 27.02.2015). Dieser sehr moderate Preis resultiert aus einem Überschuss von mehr als 2 Milliarden Emissionszertifikaten (BMUB 2014). Dieser Überschuss wird in den kommenden Jahren weiter ansteigen und auch mit den nun vorgeschlagenen - grundsätzlich begrüßenswerten - Reformmaßnahmen für den Emissionshandel erst im Laufe der 2020er Jahre abgebaut werden. Der CO<sub>2</sub>-Preis wird deshalb in den kommenden Jahren kein Niveau erreichen, das die Einsatzreihenfolge der deutschen Bestandskraftwerke signifikant beeinflusst.

So wird die Braunkohle trotz Emissionshandel weiterhin vor Steinkohle und Erdgas zum Einsatz kommen. Auch die Entscheidung für oder gegen die Einführung eines Kapazitätsmarktes hat darauf keinen Einfluss. Um die Merit-Order kurzfristig zu verändern, ist ein nationales Instrument notwendig, das die emissionsintensive Erzeugung regulativ aus dem Markt nimmt. Ohne ein solches Instrument wird das 2020-Klimaziel verfehlt und die Marktberreinigung im Kraftwerkspark läuft in die falsche Richtung, d.h. zu Ungunsten emissionsarmer und flexibler Erzeugung.

Die Einführung eines Instruments zur Emissionsmineralung hätte einen teilweisen (Wieder-)Anstieg der Strompreise am Großhandelsmarkt zur Folge. Die noch ausstehende Marktberreinigung hat

(zusammen mit dem voranschreitenden Ausbau der erneuerbaren Erzeugungskapazitäten) in den letzten Jahren zu einem signifikanten Preisverfall geführt. Die Folge sind strukturell zu niedrige Großhandelspreise, bei denen sich gerade die für die Energiewende notwendigen Gaskraftwerke (und einige Steinkohlekraftwerke) der Mittel- und Spitzenlast nicht mehr refinanzieren können. Inzwischen laufen signifikante Gaskapazitäten nur noch mit geringer Auslastung, sind zur Stilllegung angemeldet oder wurden in die Netzreserve überführt, um sie vor der Stilllegung zu bewahren. Der Preisverfall hat ein Ausmaß erreicht, dass die deutschen Großhandelspreise inzwischen zu den niedrigsten in ganz Europa gehören (unter anderem am hohen deutschen Strom-Exportsaldo ablesbar). Durch die Einführung eines Instruments zur Emissionsminderung, das die Stromerzeugung von Kraftwerken mit relativ niedrigen Grenzkosten ordnungsrechtlich reduziert, würde dieser Preisverfall wenigstens zum Teil wieder revidiert werden (auch wenn der Preisanstieg durch eine Abnahme der deutschen Stromexporte wiederum gedämpft würde). Das heißt, durch den Abbau von Überkapazitäten verbessert sich (je nach herausgenommener Menge) die Ertragslage der im Markt verbleibenden (Mittel- und Spitzenlast-) Kraftwerke und die im Grünbuch genannten notwendigen Investitionssignale werden verstärkt.

Die Bundesnetzagentur deutet mit der Kraftwerkliste zum Szenariorahmen 2025 an, wie viel emissionsintensive Kraftwerkskapazität von einem Emissionsminderungsinstrument betroffen sein könnte (Bundesnetzagentur 2014). Sie geht je nach Szenario von einer Reduktion der Braunkohlekapazität zwischen knapp 7.000 MW und knapp 11.000 MW zwischen 2015 und 2025 aus (Mieth et al. 2015). Diese Verminderung wird wesentlich durch den Beitrag der Stromerzeugung zum Erreichen der 2020-Klimaziele verursacht und findet damit bis 2020 statt.

Die Auswirkungen des Emissionsminderungsinstruments auf den Strommarkt werden deutlich und bereits kurzfristig spürbar sein, sowohl bei der Stromerzeugung als auch bei der installierten Kapazität. Gleichzeitig ist die Einführung eines nationalen Instruments zur Minderung der Emissionen der deutschen Kraftwerke nicht mit einer Vorentscheidung für oder gegen einen Kapazitätsmarkt verbunden. Prinzipiell kann ein solches Instrument sowohl für einen optimierten EOM (EOM 2.0) als auch für einen Kapazitätsmarkt den Rahmen setzen. Das BMWi sollte dem Rechnung tragen und das Emissionsminderungsinstrument als Sowieso-Maßnahme und notwendige Rahmensetzung für den EOM in das Weißbuch aufnehmen.

Durch die frühzeitige Steuerung der Erzeugung in Richtung des für die Energiewende notwendigen Kraftwerksparks (emissionsarm und flexibel) (enervis 2014) käme der Preisanstieg am Energy-Only-Markt zwar früher, dafür aber kontinuierlicher als wenn die Entwicklung des Kraftwerksparks rein dem Markt überlassen würde. Die Ertragskraft des Strommarktes würde steigen und der EOM 2.0 würde damit als Option zur Gewährleistung von Versorgungssicherheit robuster, ohne allerdings die Unsicherheiten derart zu reduzieren, dass eine Entscheidung zu Gunsten des EOM 2.0 eindeutig wäre.

### **3.2 Wettbewerbliche und soziale Auswirkungen von Strompreissteigerungen**

Wie oben gezeigt, ist das Preisniveau am Großhandelsmarkt derzeit nicht nachhaltig. Daher ist ein Wiederanstiegen der Großhandelspreise unausweichlich. Offensichtlich haben steigende Strompreise

negative Verteilungswirkungen für den Teil der Stromkonsumenten, der bisher Nutznießer dieser Entwicklung war. Daher ist mit entsprechenden politischen Widerständen zu rechnen. Beim Grad der Betroffenheit ist allerdings zwischen den verschiedenen Energiemärkten und Konsumentengruppen zu unterscheiden.

Die stromintensiven Industrien haben vom Preisverfall der letzten Jahre am meisten profitiert, da sie ihren Strom direkt am Großhandelsmarkt beziehen können und von verschiedenen Abgaben und Umlagen (Stromsteuer, EEG-Umlage, Netzentgelte, KWK-Umlage etc.) befreit sind. Die als Beleg für die angeblich hohen deutschen Industriestrompreise im Rahmen der Diskussionen um Wettbewerbsfähigkeit häufig zitierten Vergleichswerte von Eurostat sind dabei wenig aussagekräftig. Die dort ausgewiesenen Daten berücksichtigen die genannten Abgabebefreiungen nur unzureichend und überschätzen damit gerade die deutschen Werte systematisch. Werden die Befreiungen eingerechnet, sinken die Werte für Deutschland – zumindest für die stromintensive Industrie – von über 10 ct/kWh auf das Niveau der Großhandelspreise von 4-5 ct/kWh (2013), womit sie nicht nur europaweit mit zu den niedrigsten gehören. Inzwischen hat dies teilweise einen Subventionswettbewerb mit einigen deutschen Nachbarländern ausgelöst. So haben die Niederlande mittlerweile ähnliche Ausnahmeregelungen eingeführt, nachdem eine lokale Aluminiumhütte ihre Insolvenz mit den niedrigen deutschen Strompreisen begründet hatte. Vorangegangene Überlegungen, eine eigene Stromleitung nach Deutschland zu bauen, um in den Genuss deutscher Ausnahmeregelungen zu kommen, waren gescheitert (Energate Messenger 2014). Auch die viel zitierten US-Strompreise befinden sich – trotz einer großen Spannweite zwischen den Bundesstaaten und methodischer Schwierigkeiten eines Vergleichs – zumindest in ähnlichen Bereichen (Küchler und Wronski 2014; Grave und Breitschopf 2014).

Die anderen (nicht stromintensiven) Industrien sowie Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) und private Haushalte beziehen ihren Strom in der Regel über den Endkundenmarkt, auf dem Zwischenhändler (z. B. ‚klassische‘ Energieversorger) den auf dem Großhandelsmarkt erworbenen Strom an die Endkunden weiterverkaufen. Diese Kundengruppen sind in der Regel nicht von den Abgaben und Umlagen befreit. Der Endkundenpreis setzt sich – sowohl für private als auch für kommerzielle Kunden – ungefähr jeweils zur Hälfte aus staatlichen Abgaben und Umlagen einerseits und dem ‚eigentlichen‘ Strompreis (Erzeugung, d. h. Großhandelspreis, plus Transport und Vertrieb) andererseits zusammen. Der Stromgroßhandelspreis macht also nur einen Teil des letzteren aus. Eine Erhöhung des Stromgroßhandelspreises wirkt sich dementsprechend relativ gering auf den Endkundenpreis aus. Zum anderen ist davon auszugehen, dass im realen Endkundenmarkt keine perfekte Konkurrenz, sondern ein mark-up pricing (Kosten plus Aufschlag) vorliegt, bei dem nicht jede Kostensenkung an die Endkunden weitergegeben, die mark-ups also erhöht wurden. Steigen die Großhandelspreise (Bezugskosten für die Händler), werden die mark-ups wieder geringer, d.h. die Steigerungen werden nur zum Teil durchgereicht.

Zusammenfassend erscheint es unwahrscheinlich, dass eine Normalisierung der Großhandelspreise auf ein Niveau, bei denen sich die für die Energiewende notwendigen Kapazitäten auch wieder am Markt finanzieren können, zu untragbaren Kostensteigerungen für Verbraucher führen wird. Zwar ist ein Ansteigen der Großhandelspreise bei den stromintensiven Industrien – aufgrund der Abgabebefreiungen und der Stromintensität – am direktesten spürbar, aber die tatsächlichen

Ausgangspreise gehören mit zu den niedrigsten in der EU. Auch in diesen Branchen ist die Standortwahl nicht nur vom Strompreis, sondern von einer Vielzahl von Faktoren abhängig. Im nicht stromintensiven industriellen und gewerblichen Bereich ist der Effekt auf Produktpreise definitionsgemäß gering. Wo im Haushaltsbereich auch geringe Strompreissteigerungen soziale Probleme hervorrufen, sollte mit den Mitteln der Sozialpolitik eingegriffen werden. Die sogenannte Stromarmut ist nur ein Teil einer generellen (und nicht erst seit der Energiewende bestehenden) Energiearmut, die ihrerseits wiederum ein Teil eines allgemeinen Armutproblems ist (Plattform Energiewende 2013).

### 3.3 Kapazitätsreserve und „Kohlereserve“

Die Einführung einer Kapazitätsreserve wird im Grünbuch als Sowieso-Maßnahme bewertet, die unabhängig von der Entscheidung für oder gegen einen Kapazitätsmarkt ist. In der Kapazitätsreserve werden Kraftwerke vorgehalten, die einspringen, wenn an Day-Ahead- und Intraday-Markt keine Markträumung stattfindet, es also keinen Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage gibt. Das Volumen der Kapazitätsreserve kann über die Ausfallwahrscheinlichkeit einzelner großer Anlagen quantifiziert werden und beträgt ca. 5% der Jahreshöchstlast, also rund 4,4 GW im Jahr 2020 (r2b 2014).

Eine Überführung eines Teils der regulativ stillgelegten Überkapazitäten in die Kapazitätsreserve ist naheliegend. Auf diese Weise können emissionsintensive Kraftwerke einen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten. Die Emissionen der Kraftwerke in der Reserve sind auf Grund der kurzen Einsatzzeiten vernachlässigbar. Hier sind allerdings verschiedene Aspekte zu beachten.

Erstens, die Vorhaltung von Braunkohlekraftwerken in einer Reserve könnte kostenineffizient sein, wenn damit die Vorhaltung eines Braunkohletagebaus ausschließlich für seltene Notfallsituationen verbunden ist.

Zweitens, eine möglicherweise angestrebte Entschädigung von Kohlekraftwerken, die durch ordnungsrechtliche Maßnahmen vorzeitig aus dem Markt genommen werden, sollte nicht dazu führen, dass die Notfallreserve über das oben genannte Volumen aufgebläht wird. Eine entschädigungsmotivierte überdimensionierte Reserve birgt die Gefahr fortlaufender Subventionen. Falls Entschädigungen als politisch oder rechtlich notwendig bzw. gerechtfertigt angesehen werden, sollten diese auf anderem Wege erfolgen.

Drittens, die Kapazitätsreserve kann mit der Netzreserve verbunden werden. Die geographische Lage der Kraftwerke in Bezug auf die Netzsituation sollte bei der Entscheidung, welche Kraftwerke stillgelegt werden und welche in die Reserve kommen, berücksichtigt werden.

Und viertens, alte Braunkohlekraftwerke sind unflexibel und müssten vorausschauend hochgefahren werden, wenn Knappheitssituationen antizipiert werden. Flexiblere Kraftwerke würden in diesen Situationen ihre Erzeugung drosseln um die Funktion einer kurzfristig abrufbaren Reserve zu erfüllen. Die diesem Verfahren zu Grunde liegenden Mechanismen und Regeln müssten klar definiert und transparent gemacht werden.

## 4 Trial-and-error mit EOM 2.0 plus Kapazitätsreserve

Es gibt keine empirischen Erfahrungen, die belegen, dass ein EOM bei hohen und weiter steigenden Anteilen fluktuierender Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien kosteneffizient Versorgungssicherheit gewährleisten kann. Das gleiche gilt für Strommärkte, die die Vorhaltung von Leistung im Rahmen von Kapazitätsmärkten vergüten. Es gibt zwar vor allem in den USA einige Erfahrung mit Kapazitätsmärkten. Die Rahmenbedingungen der US-amerikanischen und deutschen Strommärkte sind aber sehr unterschiedlich, da sich das deutsche Stromsystem im Zuge der Energiewende in einem fundamentalen Transformationsprozess befindet. Die Möglichkeit aus Erfahrungen in anderen Strommärkten zu lernen ist also begrenzt (Sachverständigenrat für Umweltfragen 2013).

Gleichzeitig besteht unter Ökonomen ein Dissens in der Grundsatzfrage, ob ein reiner EOM oder eine Ergänzung durch einen Kapazitätsmarkt das geeignete Mittel ist, kosteneffizient Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Dieser Dissens ist teilweise auf unterschiedliche Annahmen und teilweise auf unterschiedliche Grundüberzeugungen zurückzuführen. Es ist jedenfalls nicht zu erwarten, dass der noch kommende Diskussionsprozess zu einem breiten wissenschaftlichen Konsens für die eine oder andere Option führen wird, da eine Abkehr sowohl von Grundüberzeugungen als auch von - aus subjektiver Sicht wohlbegründeten - Annahmen wenig wahrscheinlich ist.

Die Bundesregierung entscheidet also auf einer Grundlage mit erheblichen Unsicherheiten über das zukünftige Strommarktdesign. Sie sollte bestrebt sein, die Unsicherheiten durch Erkenntnisgewinn zu reduzieren. Wertvoller Erkenntnisgewinn kann in diesem Fall nur durch trial-and-error erfolgen, also einer Entscheidung für eines der beiden Modelle und einem realweltlichen Experiment, das durch geeignete Maßnahmen abgesichert wird.

Die Einführung eines Kapazitätsmarktes stellt einen erheblichen Eingriff in den Strommarkt dar. Allein der damit verbundene Aufwand wird große Hemmungen erzeugen, das Instrument zu einem späteren Zeitpunkt wieder abzuschaffen. Für ein abgesichertes trial-and-error-Verfahren ist ein Kapazitätsmarkt also wenig geeignet. Wir befürworten stattdessen die Weiterentwicklung des EOM mit einer Absicherung durch eine Kapazitätsreserve. Selbst wenn die Erfahrungen der nächsten Jahre zu der Erkenntnis führen werden, dass ein weiterentwickelter reiner Energy-Only-Markt nicht das optimale Instrument zur kosteneffizienten Gewährleistung von Versorgungssicherheit ist, verschafft die Kapazitätsreserve ausreichenden zeitlichen Spielraum zur Einführung eines dann erwiesenermaßen erforderlichen Kapazitätsmarktes.

Wir möchten an dieser Stelle erneut darauf hinweisen, dass die Einführung eines geeigneten Instruments zur Emissionsminderung der Stromerzeugung über einen Abbau von Grundlastkapazität einen frühzeitigen und wichtigen Beitrag zu einer kontinuierlichen Anhebung der EOM-Preise leisten kann. Durch einen solchen Schritt kann die Wirtschaftlichkeit der zukünftig erforderlichen flexiblen Kraftwerke verbessert werden, was kurzfristig zu einem Hinauszögern von Stilllegungsentscheidungen und mittel- bis langfristig zu verstärkten Investitionsanreizen beitragen kann.

## 5 Lastmanagement als wichtige Flexibilitätsoption: Hemmnisse abbauen und Unsicherheiten anerkennen

### 5.1 Flexible Nachfrage im Grünbuch

Das Grünbuch beschreibt eine flexible Nachfrage als kostengünstige Flexibilitätsoption, deren Bedeutung im zukünftigen Energiesystem deutlich zunehmen kann. Gleichzeitig konstatiert das Grünbuch, dass die verschiedenen Flexibilitätsoptionen auch in Zukunft im Wettbewerb gegeneinander antreten sollen. Um einen fairen Wettbewerb der Flexibilitätsoptionen zu ermöglichen, sollen laut Grünbuch verschiedene „Sowieso-Maßnahmen“ durchgeführt werden, die die Hemmnisse für die Teilnahme der Nachfrageseite am Strommarkt abbauen. Dazu gehören zum Beispiel Anpassungen bei bestimmten Elementen der Netzentgeltregulierung oder den Präqualifikations- und Ausschreibungsbedingungen im Regelleistungsmarkt.

In Teil III geht das Grünbuch auf die Rolle von abschaltbaren Lasten im Kontext der Grundsatzentscheidung „Strommarkt 2.0 oder Kapazitätsmarkt“ ein. In den Gutachten von r2b (r2b 2014) und Frontier (Frontier Economics und CONSENTEC 2014; Frontier Economics und formæet 2014) wird rein qualitativ argumentiert, dass die durch Preisspitzen im Strommarkt 2.0 aktivierbaren Lastabwurfpotenziale größer sind als die Potenziale, die über einen zentralen Kapazitätsmarkt erschlossen werden können.

Die Gutachter r2b und Frontier haben unterschiedliche Ansätze gewählt, um das Potenzial der (industriellen) Lastreduktion zu bestimmen. Nach den Annahmen von r2b wird der Produktionsprozess von industriellen Letztverbrauchern dann unterbrochen, wenn die variablen Kosten aufgrund der Strompreiskomponente (Preisspitze am Spotmarkt) die möglichen Erlöse übertreffen. Der dafür notwendige Strompreis und das vorhandene Potenzial wurden basierend auf statistischen Erhebungen zur Energieverwendung und Kostenstruktur der Industrie berechnet. Frontier hat hingegen vorhandene Potenzialschätzungen ausgewertet und auf dieser Basis eine eigene Schätzung durchgeführt.

Die ermittelten Potenziale und Kosten der Industrie (beziehungsweise der Anwendungen im GHD und Haushaltsbereich) werden jedoch bei beiden Gutachten nicht detailliert aufgeschlüsselt. Das heißt, es wird nicht offengelegt, welche Prozesse und Anwendungen berücksichtigt wurden und wie deren Leistung oder deren variable Kosten von den Gutachtern eingeschätzt werden. Die Ergebnisse können somit nur schwer validiert werden. Auch bleibt unbekannt, in wie fern aktuelle Forschungsergebnisse bereits in diese Schätzungen eingeflossen sind.<sup>2</sup>

Ein Instrument, auf das überraschenderweise im Grünbuch nicht eingegangen wird, ist die „Verordnung zu abschaltbaren Lasten“ (AbLaV). Die AbLaV ist das einzige Instrument zur exklusiven Förderung von Lastmanagement. Die Verordnung sollte bei einer umfassenden Reform des Strommarktdesigns Berücksichtigung finden.

<sup>2</sup> Zum Beispiel werden von Frontier explizit Kühlgeräte in Haushalten als eine mögliche Anwendung genannt und dabei auf die (theoretische) Potenzialstudie von Klobasa aus dem Jahr 2007 (Klobasa 2007) verwiesen. Ein Feldtest aus dem Jahr 2012 zeigt jedoch, dass der großtechnische Einsatz aufgrund der Effizienzsteigerungen bei der Kühltechnik sehr fraglich ist (Pfeifroth et al. 2012).

## 5.2 Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV)

Die AbLaV wurde 2013 implementiert. Sie verpflichtet die Übertragungsnetzbetreiber eine zusätzliche Reserve von 3.000 MW in Form von abschaltbaren Lasten zu kontrahieren. Insgesamt gibt es sechs verschiedene Produktgruppen die sich nach Aktivierungszeit, Abrufdauer und Abruffrequenz unterscheiden. Das typische Produkt hat eine Aktivierungszeit von 15 Minuten, die Abrufdauer ist pro Tag auf eine Stunde und pro Monat auf 16 Stunden beschränkt.

Die Übertragungsnetzbetreiber können die kontrahierte Kapazität analog zur Regelleistung einsetzen, um Erzeugung und Verbrauch zu synchronisieren. Wichtige Eigenschaften der AbLaV (z.B. Einsatzzweck, Aktivierungszeit) ähneln der positiven Minutenreserve. Große Unterschiede gibt es jedoch bei der geforderten Arbeitsverfügbarkeit und den potentiellen Einnahmen. Während die positive Minutenreserve eine Arbeitsverfügbarkeit von 100 Prozent im Angebotszeitraum fordert (Verband der Netzbetreiber 2007), beträgt die geforderte Arbeitsverfügbarkeit bei der AbLaV nur rund 2 Prozent<sup>3</sup> des Angebotszeitraums. Die potentiellen jährlichen Einnahmen verhalten sich jedoch umgekehrt zu den Anforderungen und betragen bei der Verordnung für abschaltbare Lasten 30.000 Euro/MW (regulatorisch festgelegt) und bei der positiven Minutenreserve lediglich 4.700 Euro/MW<sup>4</sup> (marktbasiert).

Die AbLaV verursacht Kosten für Verbraucher ohne einen zusätzlichen Systemnutzen zu haben. Wir plädieren dafür den Wettbewerb zwischen angebots- und nachfrageseitigen Flexibilitätsoptionen zu forcieren, wie es auch das Grünbuch vorschlägt, und die AbLaV nach der dreijährigen Probezeit auslaufen zu lassen.

## 5.3 Empirische Daten zu Potenzialen und Marktintegration von abschaltbaren Lasten

Bei der Bewertung des Strommarktes 2.0 stützt sich das Grünbuch auf die Gutachten von r2b und Frontier. Selbst unter konservativen Annahmen rechnen beide Gutachten mit einem erschließbaren Potenzial abschaltbarer Lasten von 5 GW (r2b) beziehungsweise 8 GW (Frontier) im Jahr 2020. Bis zum Jahr 2030 wächst das Potenzial nach konservativen Schätzungen auf 10 GW (r2b) beziehungsweise 13 GW (Frontier). r2b berücksichtigt ausschließlich den Industriesektor. Frontiers Analysen umfassen zusätzlich die Sektoren Gewerbe, Handel und Dienstleistungen und Haushalte. Im Industriebereich werden allerdings nur die stromintensiven Industrieprozesse (Aluminium, Stahl, Papier, Zement, Chlor) berücksichtigt. Die für 2020 geschätzten Potenziale entsprechen 6 bis 10 Prozent der in Deutschland typischen Jahreshöchstlast von 80 GW.

Die genannten Potenziale werden, wie im Grünbuch erwähnt, kontrovers diskutiert. Empirische Erfahrungen zu Potenzialen und Marktintegration von abschaltbaren Lasten sind vor allem in US-amerikanischen Elektrizitätsmärkten wie ERCOT (Texas), New England, New York oder PJM<sup>5</sup> zu

<sup>3</sup> Ein Monat mit 30 Tagen hat 720 Stunden. Bei einer Limitierung der Abrufdauer auf maximal 16 Stunden pro Monat beträgt die notwendige Arbeitsverfügbarkeit 2,22% im Angebotszeitraum von einem Monat.

<sup>4</sup> Die Preisfindung im Regelleistungsmarkt erfolgt nach dem pay-as-bid Prinzip. Der durchschnittliche Leistungspreis aller akzeptierten Gebote betrug für die positive Minutenreserve 4700 Euro/MW im Jahr 2014.

<sup>5</sup> PJM ist der größte Elektrizitätsmarkt in den USA und umfasst ein Gebiet von 14 Bundesstaaten. Die Initialen stehen für Pennsylvania, New Jersey und Maryland.

finden. Bei ERCOT handelt es sich um einen Energy-Only-Markt mit zusätzlichen Kapazitätsreserven. New England, New York und PJM haben einen zentralen, umfassenden Kapazitätsmarkt implementiert, um ausreichend Kapazitäten zur Deckung der Nachfrage vorzuhalten.

In New England, New York und PJM ist der Kapazitätsmarkt das ökonomisch wichtigste Marktsegment für abschaltbare Lasten. Hier werden über 90% der Erlösströme generiert. Nehmen Letztverbraucher mit abschaltbaren Lasten am Kapazitätsmarkt teil, verpflichten sie sich in Knappheitssituationen ihre elektrische Leistungsaufnahme auf den vertraglich festgelegten Wert zu reduzieren. Als Erlös wird ihnen ein Teil der Kapazitätsumlage zurückerstattet. In Tabelle 1 sind die Kapazitäten von abschaltbaren Lasten dargestellt, die an den Kapazitätsmärkten teilnehmen. Der Anteil reicht von 1,0 Prozent (New England) bis 3,8 Prozent (PJM).

Tabelle 1: Anteil von abschaltbaren Lasten in amerikanischen Kapazitätsmärkten im Jahr 2013/2014

	New England	New York	PJM
Abschaltbare Lasten im Kapazitätsmarkt [MW]	268	1.053	5.969
Jahreshöchstlast [MW]	27.379	33.956	157.508
Anteil abschaltbarer Lasten	1,0%	3,1%	3,8%

*Quelle: IASS Potsdam auf Basis von McAnany 2014; Monitoring Analytics 2014; New York ISO 2014, 2013b, 2013a, ISO New England 2014a, 2014b*

Die Kapazität an abschaltbaren Lasten, die auf Preisspitzen reagiert, ist in der Praxis nur schwer zu ermitteln. Damit Letztverbraucher auf Preisspitzen reagieren können, müssen Sie mit ihrem Stromlieferanten vertragliche Vorkehrungen treffen. Die vertraglichen Regelungen, die beispielsweise die Verteilung von Risiken und Einnahmen festschreiben, können dabei sehr vielfältig ausgestaltet werden. Nach außen sind weder die Regelungen bekannt (Vertragsgeheimnis) noch können Handelsgeschäfte aufgrund von Preisspitzen von normalen Handelsgeschäften unterschieden werden.

Auch im Elektrizitätsmarkt ERCOT gibt es für (freiwillige) Lastreduktionen am Spotmarkt kein Monitoring. Da die Preisreaktion von abschaltbaren Lasten unzureichend bekannt ist, wurden Umfragen und Schätzungen zum Lastreduktionspotenzial durchgeführt. Ergebnis dieser Schätzungen ist, dass die elektrische Leistungsaufnahme um etwa 433 MW zurückgeht, wenn am Spotmarkt der Cap von 3.000 USD/MWh erreicht wird (Frontier Associates 2014). Der niedrige Wert könnte unter anderem auch darauf zurückzuführen sein, dass ein Großteil der potentiell preissensitiven Lasten positive Leistung für Reserveprogramme vorhält. Diese Reserveprogramme fungieren als Notfallreserve und kontrahieren insgesamt abschaltbare Lasten mit einer Gesamtkapazität von 1.900 MW<sup>6</sup>. Insgesamt entspricht dies einem Anteil von 3,5% an der Jahreshöchstlast.

<sup>6</sup> Die kontrahierte Leistung der Notfallreserve „Emergency Response Service“ beträgt etwa 700 MW und die kontrahierte Leistung der Notfallreserve „Responsive Reserve Service“ beträgt etwa 1.200 MW Electric Reliability Council of Texas 2014.

Im Elektrizitätsmarkt von PJM wurde ein sogenanntes „Economic Demand Response Programm“ eingeführt, um das Potenzial von preissensitiven abschaltbaren Lasten zu heben. In den Jahren 2013 und 2014 reduzierten Lasten ihre elektrische Leistungsaufnahme an Tagen mit Knappheitssituationen um bis zu 730 MW<sup>7</sup>. Da es sich um eine freiwillige Abschaltung handelt, sind die Lastreduktionen jedoch sehr variabel und können auch bei kritischen Engpasssituationen weniger als die Hälfte der genannten Maximalleistung betragen.

Die empirischen Ergebnisse aus den US-amerikanischen Märkten können die von r2b und Frontier angenommenen Potenziale an abschaltbaren Lasten weder klar belegen noch widerlegen, da ein Großteil der Potenziale über Kapazitätzahlungen kontrahiert wird und nicht rein durch Preisspitzen am Spotmarkt zum Lastabwurf angereizt wird. Dass die in den US-amerikanischen Märkten realisierten Kapazitäten an abschaltbaren Lasten deutlich kleiner sind als die konservativen Potenzialschätzungen von r2b und Frontier sollte dennoch eine gewisse Skepsis bezüglich des Volumens an tatsächlich realisierbarem Lastmanagement auslösen. Wir begrüßen daher den Plan der Bundesregierung, zur Absicherung des EOM auf eine Kapazitätsreserve zu setzen.

---

<sup>7</sup> Eigene Auswertung auf Basis von PJM Interconnection 2014d, 2013, 2014c, 2014a, 2014b.

## Literaturverzeichnis

AG Energiebilanzen (2014): Bruttostromerzeugung in Deutschland ab 1990 nach Energieträgern.

BMUB (2014): Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 der Bundesregierung. Berlin.

BMWi (2014): Ein Strommarkt für die Energiewende. Diskussionspapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Grünbuch).

Bundesnetzagentur (2014): Kraftwerkliste zum Szenariorahmen 2025 (Szenariorahmen Netzentwicklungsplan).

Electric Reliability Council of Texas (2014): 2013 State of the Grid Report.

Energate Messenger (2014): Niederländische Aluhütte insolvent wegen deutscher Strompreise 2014, 14.01.2014.

enervis (2014): Der „ideale Kraftwerkspark“ der Zukunft. Flexibel, klimafreundlich, kosteneffizient – Maßstab für einen optimierten Entwicklungspfad der Energieversorgung bis 2040. Berlin.

Frontier Associates (2014): 2013-2014 Retail Demand Response and Dynamic Pricing Project. Final Report.

Frontier Economics; CONSENTEC (2014): Folgenabschätzung Kapazitätsmechanismen (Impact Assessment). Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.

Frontier Economics; formaet (2014): Strommarkt in Deutschland – Gewährleistet das derzeitige Marktdesign Versorgungssicherheit? Bericht für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi).

Grave, Katharina; Breitschopf, Barbara (2014): Strompreise und ihre Komponenten. Ein internationaler Vergleich. Hg. v. Ecofys und Fraunhofer ISI. Berlin (Ecofys); Fraunhofer ISI (Karlsruhe). Berlin, Karlsruhe.

ISO New England (2014a): Annual Markets Report 2013.

ISO New England (2014b): Net Energy & Peak Load Report.

Klobasa, Marian (2007): Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten.

Küchler, Swantje; Wronski, Rupert (2014): Industriestrompreise in Deutschland und den USA. Überblick über Preisniveau, Preiszusammensetzung und Erhebungsmethodik. Unter Mitarbeit von Lino Sonnen. Hg. v. Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft. Berlin.

McAnany, James (2014): 2014 Demand Response Operations. Markets Activity Report: March 2014. Hg. v. PJM Interconnection.

Mieth, Robert; Weinhold, Richard; Gerbaulet, Clemens; Hirschhausen, Christian von; Kemfert, Claudia (2015): Stromnetze und Klimaschutz: Neue Prämissen für die Netzplanung. Hg. v. Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW Wochenbericht, 6 / 2015).

Monitoring Analytics (2014): 2013 State of the Market Report for PJM. Volume 2: Detailed Analysis.

New York ISO (2013a): NYISO Meets Record Demand with Balanced Array of Resources.

New York ISO (2013b): 2013 Semi-Annual Reports on Demand Response Programs. FERC Filings Docket No. ER01-3001-000.

New York ISO (2014): 2013 NYISO Annual Informational Report on the NYISO's Demand Side Management Programs. FERC Filings Docket No. ER01-3001-000.

Pfeifroth, Philipp; Samweber, Florian; Gobmaier, Thomas; Rüger, Markus; FFE (2012): Funktionaler Stromspeicher mit Haushaltskühlgeräten. Feldtest zum Lastverschiebungspotenzial in Haushalten. In: *BWK - Das Energie-Fachmagazin*, S. 29–33.

PJM Interconnection (2013): PJM Demand Response Activity. September 10-11, 2013.

PJM Interconnection (2014a): PJM Estimated Demand Response Activity. January 22-24, 2014.

PJM Interconnection (2014b): PJM Estimated Demand Response Activity. March 4, 2014.

PJM Interconnection (2014c): PJM Demand Response Activity. January 7-8, 2014.

PJM Interconnection (2014d): PJM Demand Response Activity. July 15-19, 2013.

Plattform Energiewende (2013): Beiträge zur sozialen Bilanzierung der Energiewende. Hg. v. Institute for Advanced Sustainability Studies. Potsdam.

r2b (2014): Endbericht Leitstudie Strommarkt. Arbeitspaket Funktionsfähigkeit EOM & Impact-Analyse Kapazitätsmechanismen.

Sachverständigenrat für Umweltfragen (2013): Den Strommarkt der Zukunft gestalten. Sondergutachten. Berlin: Erich Schmidt Verlag.

Verband der Netzbetreiber (2007): TransmissionCode 2007 Anhang D3. Unterlagen zur Präqualifikation für die Erbringung von Minutenreserveleistung.