

Schill, Wolf-Peter; Diekmann, Jochen

Research Report

Die Kontroverse um Kapazitätsmechanismen für den deutschen Strommarkt

DIW Roundup: Politik im Fokus, No. 5

Provided in Cooperation with:

German Institute for Economic Research (DIW Berlin)

Suggested Citation: Schill, Wolf-Peter; Diekmann, Jochen (2014) : Die Kontroverse um Kapazitätsmechanismen für den deutschen Strommarkt, DIW Roundup: Politik im Fokus, No. 5, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), Berlin

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/111779>

Standard-Nutzungsbedingungen:

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

Terms of use:

Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.

You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.

If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.

DIW Roundup

Politik im Fokus

Die Kontroverse um Kapazitätsmechanismen für den deutschen Strommarkt

Die Kontroverse um Kapazitätsmechanismen für den deutschen Strommarkt

Wolf-Peter Schill, Jochen Diekmann | wschill@diw.de, jdiekmann@diw.de | Abteilung Energie, Verkehr, Umwelt am DIW Berlin

Die Frage der Versorgungssicherheit in liberalisierten Strommärkten wird bereits seit vielen Jahren diskutiert. In Deutschland gibt es – abgesehen von netzbedingten Knappheiten in Süddeutschland – derzeit ausreichende Erzeugungskapazitäten; die mittelfristige Entwicklung des Kraftwerksparks im Kontext der Energiewende ist jedoch unsicher. Vor diesem Hintergrund hat sich eine kontroverse Debatte über die Notwendigkeit und die Ausgestaltung von Mechanismen zur Sicherstellung eines adäquaten Kapazitätsniveaus entwickelt. Diskutiert werden umfassende sowie selektive zentrale Kapazitätsmärkte, dezentrale Leistungsmärkte und eine Strategische Reserve. Diese Vorschläge werden kurz vorgestellt und anhand wichtiger Unterscheidungskriterien voneinander abgegrenzt. Eine Bewertung der vorliegenden Konzepte hängt von vielfältigen Kriterien und den zugrunde liegenden Prämissen ab.

Grundsätzliche Argumente und Kontext der Energiewende

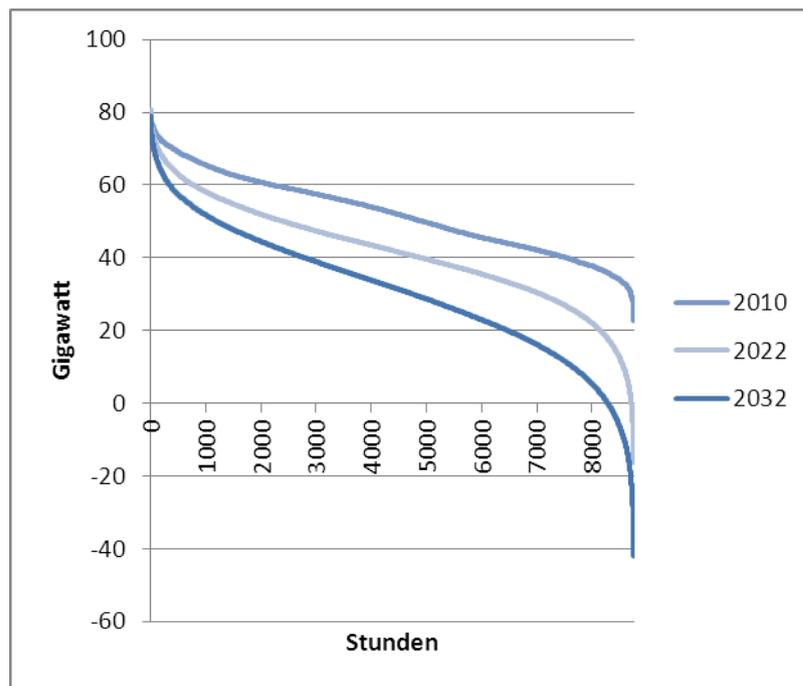
Die Frage, ob liberalisierte Strommärkte in ausreichendem Maße eine sichere Versorgung gewährleisten können, wird seit vielen Jahren diskutiert. Auf Großhandelsmärkten für Strom werden im Wesentlichen nur Energiemengen gehandelt (*Energy-Only*). Ob zu jeder Zeit die gesamte Nachfrage gedeckt werden kann, hängt allerdings wesentlich von den vorhandenen Kraftwerkskapazitäten ab. In der Theorie stellen sich unter idealisierten Annahmen zeitweise hohe Knappheitspreise ein, durch die auch selten benötigte Kapazitäten (Spitzenlastkraftwerke) ausreichende Erlöse zur Deckung ihrer Vollkosten erwirtschaften können. Es ist jedoch umstritten, ob solche Investitionssignale in der Praxis ausreichen um ein adäquates Kapazitätsniveau zu gewährleisten.

Bereits die Erwartung von Preisobergrenzen oder anderen regulatorischen Eingriffen kann – gemeinsam mit einer nicht hinreichend preiselastischen Nachfrage – dazu führen, dass Marktakteure keine ausreichenden Anreize für Investitionen in Spitzenlastkraftwerke haben. In der akademischen Literatur wird diese Thematik als *revenue adequacy problem* oder *missing money problem* bezeichnet (vgl. [Hogan, Joskow](#)).

Diese grundsätzlichen Erwägungen haben in einer Reihe von Ländern zur Einführung verschiedener Mechanismen zur Bereitstellung und Vergütung von gesicherter Erzeugungsleistung geführt, wobei einer [Studie der TU Berlin](#) zufolge unterschiedliche Erfahrungen gemacht wurden. In Deutschland gibt es abgesehen von einer Netzreserve für den süddeutschen Raum bisher keinen Kapazitätsmechanismus. Dies liegt auch daran, dass vor der 1998 erfolgten Liberalisierung des deutschen Strommarkts erhebliche Überkapazitäten vorhanden waren, die zum großen Teil auch derzeit noch bestehen.

Im Kontext der Energiewende, die einen vollständigen Ausstieg aus der Atomkraft bis zum Jahr 2022 und eine stark zunehmende Nutzung fluktuierender erneuerbarer Energien vorsieht, hat die Frage der Einführung von Kapazitätsmechanismen in der politischen Debatte stark an Bedeutung gewonnen. Die durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) geförderte Stromeinspeisung aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen, die sehr geringe variable Kosten aufweisen, senkt in vielen Stunden des Jahres die von den übrigen Stromerzeugern zu deckende verbleibende Nachfrage (Residuallast). Dadurch sind in den letzten Jahren die Auslastungen (Volllaststunden) konventioneller Kraftwerke und die durchschnittlichen Strompreise deutlich gesunken. Gleichzeitig wird weiterhin eine hohe gesicherte Erzeugungsleistung benötigt, da die Stromerzeugung aus Windkraft und Photovoltaik in den Zeiten der höchsten Stromnachfrage sehr gering ausfallen kann.

Eine Simulation von [Schill](#) macht deutlich, dass die Residuallast bis zum Jahr 2032 insgesamt deutlich sinkt, so dass in einigen Stunden Überschüsse entstehen. Die Lastspitze bleibt dabei jedoch weitgehend unverändert (Abbildung). Es wird also weiterhin eine hohe gesicherte Stromerzeugungsleistung benötigt, die aber immer weniger zum Einsatz kommt und somit tendenziell stärker auf Knappheitspreise zur Deckung ihrer Vollkosten angewiesen ist.



Die Abbildung zeigt die Verteilung der historischen Residuallast in Deutschland für das Jahr 2010 sowie Simulationsergebnisse für die Jahre 2022 und 2032 bei Verwendung historischer Verfügbarkeiten von Windkraft und Photovoltaik und unter der Annahme eines flexiblen Kraftwerksparks. Im Jahr 2032 liegt die zu deckende Residuallastspitze bei 79 GW. In ungefähr 300 Stunden ist die Residuallast größer als 60 GW, in 2800 Stunden größer als 40 GW, in 6500 Stunden größer als 20 GW, und in 500 Stunden kommt es zu Überschüssen.

Kurzfristig besteht in Deutschland noch kein Mangel an gesicherter Stromerzeugungskapazität. Laut [Bundesnetzagentur](#) ist bis 2018 mit einem Zubau von Kraftwerkskapazitäten von 10,9 GW und einem Rückbau von 9,9 GW zu rechnen, so dass sich im Saldo ein Zubau von knapp einem GW ergibt. Die Übertragungsnetzbetreiber errechnen in ihrer aktuellen [Leistungsbilanz](#), dass alleine

schon die gesicherte inländische Erzeugungsleistung die angenommene Höchstlast im Jahr 2013 um 5,5 GW übersteigt. Bis 2016 steigt dieser Wert auf 11,7 GW. Unter Berücksichtigung gesicherter Leistung im Ausland liegen die Werte noch einmal um knapp zwei GW höher.

Weitergehende Prognosen sind mit zunehmenden Unsicherheiten behaftet, sowohl was die Realisierung neuer als auch den Weiterbetrieb bestehender Kraftwerke betrifft. Nach der aktuellen [Kraftwerksliste](#) des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) ergibt sich im Jahr 2023, in dem alle Atomkraftwerke vom Netz gegangen sein werden, eine erhebliche Spannbreite der Gesamtleistung konventioneller Kraftwerke von 73,6 bis 97,9 GW, verglichen mit einem Wert von ungefähr 91 GW im Jahr 2012. Eine Studie von [Kunz u.a.](#) geht von einem Kapazitätsüberschuss von knapp 8 GW im Jahr 2020 und einer nahezu ausgeglichenen Leistungsbilanz im Jahr 2023 aus.

Unterschiedliche Kapazitätsmechanismen werden in Deutschland diskutiert

In Deutschland werden seit einigen Jahren verschiedene Kapazitätsmechanismen diskutiert. Dazu gehören zum einen umfassende oder selektive zentrale Kapazitätsmärkte, die mit Call-Optionen kombiniert werden können, sowie dezentrale Leistungsmärkte. Zum anderen wird eine sogenannte Strategische Reserve diskutiert, die nur in extremen Knappheitssituationen zum Einsatz kommt und den Spotmarkt weitgehend unberührt lassen soll.

Die unterschiedlichen Konzepte lassen sich anhand verschiedener Kriterien unterscheiden:

- **Planung und Beschaffung gesicherter Kapazitäten:** Diese können jeweils zentral erfolgen, beispielsweise durch die zuständige Regulierungsbehörde, oder dezentral durch die Marktakteure.
- **Selektion der Anlagen, die vom Kapazitätsmechanismus erfasst werden:** Beispielsweise können – über eine grundsätzliche technische Präqualifikation hinaus – Unterscheidungen zwischen Alt- und Neuanlagen getroffen oder umwelt- oder regionalspezifische Kriterien berücksichtigt werden.
- **Einsatz der Anlagen im Spotmarkt:** Nicht in allen diskutierten Konzepten dürfen die vom Kapazitätsmechanismus erfassten Anlagen am Spotmarkt teilnehmen.
- **Steuerungsgrößen für den Regulierer:** Dazu gehören beispielsweise die Höhe der vorgehaltenen Kapazität, das Setzen von Auslösungs- oder Ausübungspreisen, die Festlegung von Sicherheitsmargen oder Pönalen sowie technische oder regionale Präqualifikationsbedingungen.
- **Finanzierung des Kapazitätsmechanismus:** Diese kann beispielsweise durch verschiedene Formen von Umlagen oder durch Marktpreise erfolgen.

Die folgende Tabelle gibt eine Übersicht in Anlehnung an eine aktuelle Studie von [Neuhoff u.a.](#)

	Umfassender Kapazitätsmarkt	Selektiver Kapazitätsmarkt	Dezentraler Leistungsmarkt	Strategische Reserve
Kapazitätsplanung und -beschaffung	Zentral	Zentral	Dezentral	Zentral
Anlagenselektion	Nein	Ja	Nein	Möglich
Einsatz am Spotmarkt	Ja	Ja	Ja	Nein
Wichtige Steuerungsgrößen	Gesamtkapazität	Kapazitäten in Teilsegmenten	Strafen	Reservegröße
	Ausübungspreis der Call-Option	Ausübungspreis der Call-Option	Auslösungspreis der Nachweispflicht	Auslösungspreis der Reserve
Finanzierung	Umlage	Umlage	Marktpreise	Umlage

Das [Energiewirtschaftliche Institut](#) an der Universität zu Köln (EWI) hat im Jahr 2012 basierend auf Vorarbeiten von [Cramton und Ockenfels](#) ein Konzept für einen **umfassenden Kapazitätsmarkt** vorgelegt, das auf **Versorgungssicherheitsverträgen** beruht. Dabei definiert der Regulierer einen Gesamtbedarf an gesicherter Leistung. Dieser wird in einer zentralen Auktion mit hinreichend langen Vorlaufzeiten beschafft, bei der grundsätzlich alle erzeugungs- und nachfrageseitigen Anlagen teilnehmen können. Alle erfolgreichen Anbieter von gesicherter Leistung ergänzen ihre Erlöse im Spotmarkt durch eine jährliche Kapazitätzahlung (Neuanlagen für 15 Jahre), die durch eine Umlage von den Stromverbrauchern finanziert wird. Im Gegenzug geben die Leistungsanbieter eine Call-Option aus, die den Stromnachfragern im Fall von hohen Spotmarktpreisen eine Zahlung zusichert, die der Differenz zwischen dem Spotmarktpreis und einem vorgegebenen Ausübungspreis entspricht. Dadurch soll die Marktmachtausübung von Stromerzeugern in Knappheitsphasen begrenzt werden, während die Stromnachfrager gleichzeitig gegen hohe Preisspitzen abgesichert werden.

Alternativ zu einem umfassenden Kapazitätsmechanismus haben [Öko-Institut, LBD und Raue LLP](#) im Jahr 2012 einen **Fokussierten Kapazitätsmarkt** vorgeschlagen, der dem EWI-Modell zum Teil ähnelt. Bestandskraftwerke und steuerbare Lasten konkurrieren um ein- bis vierjährige Kapazitätzahlungen, während in einem zweiten Marktsegment Neubaukraftwerke und Speicher im Wettbewerb um 15-jährige Zahlungen stehen. Dabei werden an die Neubaukraftwerke hohe Flexibilitäts- und Umweltauflagen gestellt. Zudem sollen Mitnahmeeffekte für fossile Bestandskraftwerke minimiert werden.

Während bei umfassenden und fokussierten Kapazitätsmärkten die Planung und Beschaffung gesicherter Kapazitäten zentral erfolgen, haben der [Verband Kommunaler Unternehmen](#) (VKU) und darauf aufbauend der [BDEW](#) einen **dezentralen Leistungsmarkt** vorgeschlagen. Auf eine staatliche Mengenplanung soll damit vollständig verzichtet werden. Die Versorger werden verpflichtet, im Knappheitsfall eine von ihnen bestimmte Leistung gesichert zur Verfügung zu stellen. Hierzu wird ein verbindliches System von Versorgungssicherheitsnachweisen (VSN) eingeführt. Die Versorger entscheiden unter Berücksichtigung nachfrageseitiger Maßnahmen selbst über den Bedarf an gesicherter Leistung und fragen entsprechend viele VSN am Markt nach. Kraftwerksbetreiber können VSN anbieten und verpflichten sich damit, vertraglich sichere Leistung in Knappheitssituationen bereitzustellen. Der staatliche Regelungsbedarf umfasst in diesem System insbesondere die Festlegung von Strafen für Versorger und Erzeuger sowie die Definition eines Marktpreises, der die Nachweispflicht auslöst.

Einen grundlegend anderen Kapazitätsmechanismus stellt eine **Strategische Reserve** dar. Möglichkeiten ihrer Umsetzung in Deutschland wurden im Rahmen eines vom Bundesumweltministerium initiierten [Fachdialogs](#) konkretisiert, an dem sich verschiedene Verbände sowie Forschungs- und Beratungsinstitute beteiligt haben. Bei diesem Konzept wird grundsätzlich davon ausgegangen, dass Spotmarktpreise ausreichende Investitionsanreize geben können. Lediglich für seltene Knappheitsphasen wird eine Kraftwerksreserve vorgehalten. Deren Beschaffung erfolgt zentral in einer Auktion, wobei eine Selektion hinsichtlich Bestands- und Neuanlagen oder in Bezug auf regionale oder technische Kriterien vorgenommen werden kann. Reservekraftwerke dürfen nicht im Strommarkt eingesetzt werden, sondern kommen nur bei Überschreitung eines definierten, sehr hohen Auslösungspreises zum Einsatz. Die Kosten der Reserve werden auf die Stromverbraucher umgelegt. In einer für das Umweltbundesamt erstellten Studie argumentiert [Nicolosi](#), dass eine Strategische Reserve im Vergleich zu den Alternativen am kompatibelsten mit dem Ausbau erneuerbarer Energien ist, da sie Preisspitzen im Spotmarkt bewahrt. Diese können zusätzliche Anreize für künftig verstärkt erforderliche Investitionen in Speicher, Lastmanagement und andere Arten der Systemflexibilisierung geben.

Bewertung der unterschiedlichen Kapazitätsmechanismen abhängig von Kriterien und Prämissen

Hauptkriterien zur Bewertung von Kapazitätsmechanismen sind ihre Effektivität im Hinblick auf Versorgungssicherheit und ihre ökonomische Effizienz unter Berücksichtigung von Regulierungsaufwand und Transaktionskosten. Darüber hinaus sind Verteilungseffekte und die Vermeidung des Missbrauchs von Marktmacht zu beachten. Im Kontext der langfristig angelegten Energiewende können auch die spätere Modifizierbarkeit beziehungsweise Reversibilität eines Mechanismus eine entscheidende Rolle spielen. Wichtig sind auch die Wirkungen auf den Kraftwerksmix und auf Investitionen in verschiedene Optionen zur Steigerung der Systemflexibilität. Nicht zuletzt sollte der Mechanismus möglichst gut mit den Regeln für den europäischen Binnenmarkt kompatibel sein. Die Strategische Reserve bringt im Vergleich zu den komplexeren Kapazitätsmärkten die geringsten Markteingriffe und den geringsten Regulierungsbedarf mit sich. Allerdings ist umstritten, ob sie eine langfristig tragfähige Lösung darstellt.

Im aktuellen [Koalitionsvertrag](#) von CDU, CSU und SPD findet sich noch keine konkrete Festlegung auf eines der oben skizzierten Modelle. Dem Koalitionsvertrag zu Folge soll die Bundesnetzagentur kurzfristig prüfen, ob auf Grundlage der bestehenden Reservekraftwerksverordnung regional neue Kraftwerkskapazitäten erforderlich sind. Mittelfristig sei „ein Kapazitätsmechanismus zu entwickeln, unter dem Gesichtspunkt der Kosteneffizienz im Einklang mit europäischen Regelungen und unter Gewährleistung wettbewerblicher und technologieoffener Lösung“ (S. 57).

Die Gutachten wirtschaftswissenschaftlicher Beratungsgremien enthalten unterschiedliche Bewertungen von Kapazitätsmechanismen. Während sich der [Wissenschaftliche Beirat beim Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie](#) – abgesehen von einem Minderheitenvotum – für die Einführung eines umfassenden Kapazitätsmarkts in Deutschland ausspricht, da ein Marktversagen vorläge, sieht der [Sachverständigenrat](#) zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung „bislang keine ausreichenden Anzeichen dafür, dass diese Form des Marktversagens auf dem deutschen Strommarkt vorliegt“ (S.462). Auch die [Monopolkommission](#) sieht derzeit keine Notwendigkeit zur Einführung eines Kapazitätsmarktes. Nach ihrer Ansicht sollte man das „Vertrauen in den Energy-only-Markt nicht vorschnell aufgeben“ (S. 202).

Quellen

- 50Hertz et al. (2013): Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2013 nach EnWG § 12 Abs. 4 und 5. Stand: September 2013. <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/J-L/leistungsbilanzbericht-2013.pdf>
- BDEW (2013): Kraftwerksplanungen und aktuelle ökonomische Rahmenbedingungen für Kraftwerke in Deutschland. Kommentierte Auswertung der BDEW-Kraftwerksliste 2013. Berlin, 16. August 2013. [https://www.bdew.de/internet.nsf/res/4C3344E20C3AD23AC1257BEF002F153E/\\$file/Anlage_1_Energie_Info_BDEW_Kraftwerksliste_2013_kommentiert_130816_final.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/res/4C3344E20C3AD23AC1257BEF002F153E/$file/Anlage_1_Energie_Info_BDEW_Kraftwerksliste_2013_kommentiert_130816_final.pdf)
- BDEW (2013): Ausgestaltung eines dezentralen Leistungsmarkts. Positionspapier. Berlin, 18. September 2013. [http://www.bdew.de/internet.nsf/res/60B01CBFB0577416C1257BF2003FE4E5/\\$file/Positionspapier_Ausgestaltung_eines_dezentralen_Leistungsmarkts_180913_final.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/res/60B01CBFB0577416C1257BF2003FE4E5/$file/Positionspapier_Ausgestaltung_eines_dezentralen_Leistungsmarkts_180913_final.pdf)
- Beckers, T. Hoffrichter A., von Hirschhausen, C. (2012): Internationale Erfahrungen mit Kapazitätsinstrumenten und Schlussfolgerungen für die deutsche Diskussion. Studie im Rahmen eines vom WWF Deutschland finanzierten Projekts, TU Berlin, 1. Dezember 2012 http://www.wip.tu-berlin.de/fileadmin/fg280/forschung/publikationen/2012/tu_berlin-wip_2012-internationale_erfahrungen_mit_kapazitaetsmechanismen.pdf
- BMU, BDEW, BEE et al. (2013): Märkte stärken, Versorgung sichern. Konzept für die Umsetzung einer Strategischen Reserve in Deutschland. Ergebnisbericht des Fachdialogs „Strategische Reserve“. Mai 2013. http://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Energiewende/bericht_fachdialog_reserve_bf.pdf
- Bundesnetzagentur (2013): Veröffentlichung Zu- und Rückbau - Stand: 16. Oktober 2013. http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/Veroeff_zuUndRueckbau_2013.xlsx
- CDU, CSU und SPD (2013): Deutschlands Zukunft gestalten. Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD. 18. Legislaturperiode. <https://www.cdu.de/sites/default/files/media/dokumente/koalitionsvertrag.pdf>
- Cramton, P. und Ockenfels, A. (2012): Economics and Design of Capacity Markets for the Power Sector. Zeitschrift für Energiewirtschaft 36, 113-134. <http://link.springer.com/article/10.1007/s12398-012-0084-2>
- Enervis, BET, VKU (2013): Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland. Langfassung. 1.3.2013. <http://www.vku.de/energie/energiemarktdesign0.html>
- EWI (2012): Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign. Endbericht. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI), März 2012. http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Studien/Politik_und_Gesellschaft/2012/EWI_Studie_Strommarkt_design_Endbericht_April_2012.pdf
- Hogan, W.W. (2005): On an “Energy only” Electricity Market Design for Resource Adequacy. Cambridge, MA, Harvard Electricity Policy Group Paper. http://www.hks.harvard.edu/hepg/Papers/Hogan_Energy_Only_092305.pdf
- Joskow, P. (2008): Capacity payments in imperfect electricity markets: Need and design. *Utilities Policy* 16 (3), 159-170. <http://dx.doi.org/10.1016/j.iup.2007.10.003>
- Kunz, F., Gerbaulet, C., von Hirschhausen, C. (2013): Mittelfristige Strombedarfsdeckung durch Kraftwerke und Netze nicht gefährdet. DIW Wochenbericht 48 / 2013, 25-37. http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.432370.de/13-48-5.pdf
- Monopolkommission (2013): Sondergutachten 65. Energie 2013: Wettbewerb in Zeiten der Energiewende. Sondergutachten der Monopolkommission gemäß § 62 Abs. 1 EnWG. http://www.monopolkommission.de/aktuell_sg65.html
- Neuhoff, K., Diekmann, J., Gerbaulet, C., Kemfert, C., Kunz, F. Schill, W.-P., Schwenen, S., Traber, T., von Hirschhausen, C. (2013): Energiewende und Versorgungssicherheit: Deutschland braucht keinen Kapazitätsmarkt. DIW Wochenbericht 48 / 2013, 3-4. http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.432360.de/13-48-1.pdf
- Neuhoff, K., Diekmann, J. Schill, W.-P., Schwenen, S. (2013): Strategische Reserve zur Absicherung des Strommarkts. DIW Wochenbericht 48 / 2013, 5-15. http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.432364.de/13-48-2.pdf
- Nicolosi, M. (2012): Notwendigkeit und Ausgestaltungsmöglichkeiten eines Kapazitätsmechanismus für Deutschland. Zwischenbericht. Umweltbundesamt. Climate Change | 12/2012. Dessau-Roßlau, Juli 2012. <http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/461/publikationen/4221.pdf>
- Öko-Institut, LBD-Beratungsgesellschaft und Raue LLP (2012): Fokussierte Kapazitätsmärkte. Ein neues Marktdesign für den Übergang zu einem neuen Energiesystem. Studie für die Umweltstiftung WWF Deutschland. Berlin, 8. Oktober 2012. <http://www.oeko.de/oekodoc/1586/2012-442-de.pdf>

Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung (2013): Gegen eine rückwärtsgewandte Wirtschaftspolitik. Jahresgutachten 2013/14. Statistisches Bundesamt. Wiesbaden, November 2013. http://www.sachverstaendigenrat-wirtschaft.de/fileadmin/dateiablage/gutachten/jg201314/JG13_Ges.pdf

Schill, W.-P. (2013): Integration von Wind- und Solarenergie: Flexibles Stromsystem verringert Überschüsse. DIW Wochenbericht 34 / 2013, 3-14. http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.426135.de/13-34-1.pdf

Wissenschaftlicher Beirat beim Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) (2013): Langfristige Steuerung der Versorgungssicherheit im Stromsektor. Berlin, 20.09.2013. <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/wissenschaftlicher-beirat-langfristige-steuerung-der-versorgungssicherheit-im-stromsektor,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>

Zeit Online (2013): Was im Koalitionsvertrag steht Seite 5/17: Umwelt: Aus für die Energiewende? Energie. <http://www.zeit.de/politik/deutschland/2013-11/koalitionsvertrag-beschluesse-ueberblick/seite-5>

Impressum

DIW Berlin – Deutsches Institut
für Wirtschaftsforschung
Mohrenstraße 58, 10117 Berlin

Tel. +49 (30) 897 89-0
Fax +49 (30) 897 89-200
<http://www.diw.de>

ISSN 2198-3925

Technische Redaktion

Alfred Gutzler
Brigitta Jähmig
Lana Stille

Alle Rechte vorbehalten
© 2014 DIW Berlin

Abdruck oder vergleichbare
Verwendung von Arbeiten
des DIW Berlin ist auch in
Auszügen nur mit vorheriger
schriftlicher Genehmigung
gestattet.