

Sicherung der Stromversorgung



Bericht von Karsten Neuhoff, Jochen Diekmann, Claudia Kemfert, Wolf-Peter Schill, Sebastian Schwenen, Thure Traber und Christian von Hirschhausen

Energiewende und Versorgungssicherheit:
Deutschland braucht keinen Kapazitätsmarkt 3

Bericht von Karsten Neuhoff, Jochen Diekmann, Wolf-Peter Schill und Sebastian Schwenen

Strategische Reserve zur Absicherung des Strommarkts 5

Interview mit Karsten Neuhoff

»Strategische Reserve – einfach und kostengünstig« 16

Bericht von Claudia Kemfert und Thure Traber

Verteilungseffekte von Kapazitätsmechanismen:
Auf den Typ kommt es an 17

Bericht von Friedrich Kunz, Clemens Gerbaulet und Christian von Hirschhausen

Mittelfristige Strombedarfsdeckung durch Kraftwerke
und Netze nicht gefährdet 25

Am aktuellen Rand Kommentar von Georg Erber

China im Reformprozess:
Ein bisschen mehr Marktwirtschaft und Zivilgesellschaft? 40



DIW Berlin – Deutsches Institut
für Wirtschaftsforschung e.V.
Mohrenstraße 58, 10117 Berlin
T +49 30 897 89 -0
F +49 30 897 89 -200
80. Jahrgang
27. November 2013

Herausgeber

Prof. Dr. Pio Baake
Prof. Dr. Tomaso Duso
Dr. Ferdinand Fichtner
Prof. Marcel Fratzscher, Ph.D.
Prof. Dr. Peter Haan
Prof. Dr. Claudia Kemfert
Prof. Karsten Neuhoff, Ph.D.
Dr. Kati Schindler
Prof. Dr. Jürgen Schupp
Prof. Dr. C. Katharina Spieß
Prof. Dr. Gert G. Wagner

Chefredaktion

Sabine Fiedler
Dr. Kurt Geppert

Redaktion

Renate Bogdanovic
Sebastian Kollmann
Dr. Richard Ochmann
Dr. WolfPeter Schill

Lektorat

Dr. Franziska Holz
Prof. Karsten Neuhoff, Ph.D.
Dr. Thure Traber

Textdokumentation

Manfred Schmidt

Pressestelle

Renate Bogdanovic
Tel. +49-30-89789-249
presse@diw.de

Vertrieb

DIW Berlin Leserservice
Postfach 74
77649 Offenburg
leserservice@diw.de
Tel. (01806) 14 00 50 25
20 Cent pro Anruf
ISSN 0012-1304

Gestaltung

Edenspiekermann

Satz

eScriptum GmbH & Co KG, Berlin

Druck

USE gGmbH, Berlin

Nachdruck und sonstige Verbreitung –
auch auszugsweise – nur mit Quellen-
angabe und unter Zusendung eines
Belegexemplars an die Serviceabteilung
Kommunikation des DIW Berlin
(kundenservice@diw.de) zulässig.

Gedruckt auf 100 % Recyclingpapier.



Jede Woche liefert der Wochenbericht einen unabhängigen Blick auf die Wirtschaftsentwicklung in Deutschland und der Welt. Der Wochenbericht richtet sich an Führungskräfte in Politik, Wirtschaft und Gesellschaft – mit Informationen und Analysen aus erster Hand.

Wenn Sie sich für ein Abonnement interessieren, können Sie zwischen den folgenden Optionen wählen:

Jahresabo zum Vorzugspreis: Der Wochenbericht zum Preis von 179,90 Euro im Jahr (inkl. MwSt. und Versand), gegenüber dem Einzelpreis von 7 Euro sparen Sie damit mehr als 40 Prozent.

Studenten-Abo: Studenten können den Wochenbericht bereits zum Preis von 49,90 Euro im Jahr abonnieren.

Probe-Abo: Sie möchten den Wochenbericht erst kennenlernen? Dann testen Sie sechs Hefte für nur 14,90 Euro.

Bestellungen richten Sie bitte an den

DIW Berlin Leserservice
Postfach 74, 77649 Offenburg
Tel. (01806) 14 00 50 25,
20 Cent/Anruf aus dem dt. Festnetz,
60 Cent maximal/Anruf aus dem Mobilnetz
leserservice@diw.de

Weitere Fragen?

DIW Kundenservice:

Telefon (030) 89789-245
kundenservice@diw.de

Abbestellungen von Abonnements

spätestens sechs Wochen vor Laufzeitende

RÜCKBLENDE: IM WOCHENBERICHT VOR 50 JAHREN

„Zur Außenhandelsentwicklung der Bundesrepublik

Anhaltende Expansion der Exporte und des Auftragseingangs aus dem Ausland sowie weiter zunehmende Überschüsse der Warenbilanz kennzeichneten die Außenhandelsentwicklung der Bundesrepublik in den Herbstmonaten. Die Wachstumsrate der Ausfuhr, die im zweiten Quartal – teilweise bedingt durch das Nachziehen während der Wintermonate unterbliebener Exportlieferungen – sprunghaft gestiegen war (von 1,5 vH auf 8 vH), hat sich im dritten Quartal nochmals erhöht (10 vH). Auch die Einfuhr hat ihr Vorjahrsniveau wieder stärker überschritten, doch blieb die Zunahme wiederum hinter der der Ausfuhr zurück (9 vH). Da die Dienstleistungsbilanz mit einem etwas geringeren Defizit als im Vorjahr abschloß, hat sich der gesamte Überschuß der Bundesrepublik einschl. Berlin (West) im Waren- und Dienstleistungsverkehr mit der übrigen Welt erhöht; er belief sich auf 0,9 Mrd. DM gegenüber 0,5 Mrd. DM im dritten Quartal 1962.

Ausschlaggebend für das Ergebnis im Dienstleistungsbereich war die Entwicklung der Ausgaben im Reiseverkehr. Sie hatten in den letzten Jahren ständig zugenommen und entscheidend dazu beigetragen, daß sich das Defizit der Dienstleistungsbilanz laufend erhöhte. Im dritten Quartal waren die Ausgaben deutscher Reisender im Ausland erstmals seit langem nicht mehr höher als zur gleichen Zeit des Vorjahres. Dieses Abklingen der Reisewelle mag einmal darauf zurückzuführen sein, daß sich der Anstieg der Verbrauchsausgaben der privaten Haushalte allgemein verlangsamt hat, zum anderen aber auf die im Vergleich zur Bundesrepublik teilweise erhebliche Verteuerung der Lebenshaltung in einigen bevorzugten Reiseländern Westeuropas. Dies mag auch erklären, daß die Einnahmen von ausländischen Touristen wieder stärker zugenommen haben. Das Defizit der Kapitalertragsbilanz ist ebenfalls leicht zurückgegangen, doch hing dies im wesentlichen mit zeitlichen Verschiebungen bei den Gewinnausschüttungen für ausländische Anteilseigner zusammen. Demgegenüber sind die Einnahmen aus Verkäufen von Waren und Dienstleistungen an im Bundesgebiet stationierte NATO-Truppen, die im dritten Vorjahrsquartal stark gestiegen waren, unverändert geblieben.

aus dem Wochenbericht Nr. 48 vom 29. November 1963

Energiewende und Versorgungssicherheit: Deutschland braucht keinen Kapazitätsmarkt

Von Karsten Neuhoff, Jochen Diekmann, Clemens Gerbaulet, Claudia Kemfert, Friedrich Kunz, Wolf-Peter Schill, Sebastian Schwenen, Thure Traber und Christian von Hirschhausen

Die aktuelle Diskussion über die Sicherheit der Stromversorgung in den Koalitionsverhandlungen schließt an die seit einiger Zeit in der Fachwelt geführte Diskussion um die Notwendigkeit eines neuen Marktdesigns an. Dabei müssen die Herausforderungen der Energiewende berücksichtigt werden, insbesondere die Verminderung von Treibhausgasen, der Ausbau erneuerbarer Energien und der Ausstieg aus der Atomenergie. Auch die Anschlussfähigkeit der deutschen Marktstruktur an den europäischen Kontext sowie die Offenheit für zukünftige technologische Entwicklungen sollten in diesem Prozess Beachtung finden.

Die Diskussion über Kapazitätsmechanismen ist nicht neu und auch nicht originär mit der deutschen Energiewende entstanden. Vielmehr wird seit der Liberalisierung von Strommärkten diskutiert, ob Stromerzeuger allein durch den Verkauf von Strom am Großhandelsmarkt (*Spotmarkt*) ihre Investitionskosten decken können oder ob sie zusätzliche Zahlungen für die Bereitstellung von Kraftwerkskapazitäten benötigen. So gab es in Großbritannien während der 90er Jahre eine Kapazitätszahlung an Kraftwerke, die 2001 wegen umfassender Manipulationen durch Marktteilnehmer abgeschafft wurde, jetzt aber in anderer Form im Rahmen der Energiemarktreform wieder eingeführt werden soll. In Frankreich wurde im Dezember 2012 die Einführung eines Kapazitätsmarktes beschlossen.

Bei der Ausgestaltung der Versorgungssicherheit geht es letztlich um die Frage, inwieweit es bei dem derzeit bestehenden Strommarkt bleiben soll und ob zusätzlich ein neuer Markt geschaffen werden soll, ein sogenannter Kapazitätsmarkt. Auf dem bisherigen Markt erhalten Kraftwerke ausschließlich Erlöse für den erzeugten Strom (*Energy-Only-Markt*). Kapazitätsmärkte vergüten dagegen zusätzlich die

bereitgestellte Leistung. Dies würde einen erheblichen Eingriff in das Marktdesign bedeuten und mittelfristig dessen Funktionsweise grundlegend verändern. Der Energy-Only-Markt würde seine bisherige Funktion insbesondere bei der Lenkung von Erzeugungskapazitäten einbüßen.

Im vorliegenden DIW Wochenbericht werden die aktuellen Rahmenbedingungen für die Versorgungssicherheit in Deutschland aufgezeigt und die Diskussion über die Notwendigkeit von Kapazitätsmärkten im Kontext der Ziele der Energiewende kritisch diskutiert. Aus verschiedenen Perspektiven kommen die Beiträge zu der Schlussfolgerung: Deutschland benötigt derzeit keinen Kapazitätsmarkt. Vielmehr kann die Versorgungssicherheit auch vor dem Hintergrund der Energiewende mit dem wettbewerblichen Großhandelsmarkt gewährleistet werden, wenn er mit einer *Strategischen Reserve* abgesichert wird.

Derzeit bestehen hohe Überkapazitäten, die bei rund zehn Gigawatt liegen dürften. Dies entspricht ungefähr der gesamten Kapazität der noch stillzulegenden Atomkraftwerke. Diese Überkapazitäten haben, im Zusammenhang mit dem Ausbau von erneuerbaren Energien, zu niedrigen Großhandelspreisen geführt, wodurch sich ein weiterer Neubau jenseits der im Bau befindlichen Projekte als schwierig darstellt. Auch für die kommenden Jahre ist insgesamt ausreichend konventionelle Kapazität vorhanden. Die Entwicklung in den Jahren nach 2020 wird auch von Faktoren wie dem Ausbau des Lastmanagements, der Speicherentwicklung sowie der weiteren Nutzung derzeit bestehender Kapazitäten abhängen. Selbst bei konservativen Annahmen zum Lastmanagement und der Nutzung von Kapazitäten im Ausland kann mit dem heutigen Kraftwerkspark unter Berücksichtigung der zur Stilllegung

angemeldeten Kraftwerke für 2023 eine ausgeglichene Leistungsbilanz erreicht werden.

Bezüglich der regionalen Verteilung der Erzeugungskapazitäten und der befürchteten Engpässe in Süddeutschland steht zur Zeit mit der Reservekraftwerksverordnung (ResKV) ein Instrument zur Verfügung, regionale Engpässe durch eine *Netzreserve* zu beheben. Diese wird bei deutschen und ausländischen Kraftwerken kontrahiert. Die Netzreserve beläuft sich für den Winter 2013/2014 auf 2,5 Gigawatt und wird für den Winter 2015/2016 auf 4,8 Gigawatt geschätzt. Unsere Simulationen unter Berücksichtigung des Netzbereiches zeigen, dass auch in den folgenden Jahren die Versorgungssicherheit in allen Regionen Deutschlands gewährleistet werden kann.

In der deutschen Diskussion über Kapazitätsmärkte dominieren derzeit vier Modelle, darunter drei *umfassende*, den gesamten Kraftwerkspark betreffende Kapazitätsmärkte (Versorgungsversicherungsverträge, dezentrale Leistungsverpflichtungen sowie Versorgungssicherheitsnachweise) sowie ein auf bestimmte technische Charakteristika ausgelegter *fokussierter* Kapazitätsmarkt. Bei diesen Ansätzen verliert der Spotmarkt seine zentrale Bedeutung für die Steuerung von Kapazitäten.

Nach den Ergebnissen der hier präsentierten Studien ist von der Schaffung eines Kapazitätsmarkts abzuraten. Gründe hierfür sind die aus heutiger Sicht unklaren und komplexen Ausgestaltungsdetails von Kapazitätsmärkten, ihre potenziell hohen Verteilungswirkungen, ihre faktische Irreversibilität sowie tendenziell negative Auswirkungen auf Investitionen und Flexibilitätsoptionen. Es besteht auch das Risiko, dass Kohlekraftwerke mit hoher CO₂-Intensität gefördert werden. Erfahrungen aus dem Ausland zeigen

darüber hinaus, dass selbst bei einem perfekt vorbereiteten Design des Kapazitätsmarktes die politische Praxis zu einer häufigen Anpassung und unweigerlich komplizierten Kapazitätsmärkten führt.

Anhand eines Stromsektormodells wurden die Effekte unterschiedlicher Ausgestaltungen der Kapazitätsmärkte ermittelt. Unsere Modellrechnungen zeigen, dass diese Belastungen je nach Ausgestaltung der Politik in Deutschland im Jahr 2020 bis zu drei Milliarden Euro betragen könnten.

Alternativ zu einem Kapazitätsmarkt können der Großhandelsmarkt und das aktuelle Marktdesign erhalten und mit einer *Strategischen Reserve* abgesichert werden. Die Kraftwerke der Strategischen Reserve nehmen nicht am normalen Strommarkt teil, sondern werden nur in extremen Knappheitssituationen eingesetzt, wenn der Spotmarktpreis einen festgelegten, sehr hohen Auslösungspreis überschreitet.

Im Vergleich zu einem Kapazitätsmarkt ist eine Strategische Reserve einfacher auszugestalten, bringt geringere Verteilungswirkungen mit sich und stärkt den Spotmarkt, was tendenziell die Anreize für Investitionen in zukünftig verstärkte erforderliche Flexibilitätsoptionen erhöht. Eine adäquat ausgestaltete Strategische Reserve könnte sich auch längerfristig als eine effektive Möglichkeit zur Absicherung des Strommarktes erweisen. Die Strategische Reserve ist eine robuste Lösung, die in Abhängigkeit von künftigen Konstellationen am Strommarkt weiter entwickelt werden kann. Im Gegensatz zur Einführung eines umfassenden Kapazitätsmarktes ist eine Strategische Reserve auch anschlussfähig an das derzeitige Regelwerk, insbesondere die Reservekraftwerksverordnung (ResKV) und ist besser mit der Integration europäischer Strommärkte vereinbar.

Karsten Neuhoff ist Leiter der Abteilung Klimapolitik am DIW Berlin | kneuhoff@diw.de

Jochen Diekmann ist stellvertretender Leiter der Abteilung Energie, Verkehr, Umwelt am DIW Berlin | jdiekmann@diw.de

Clemens Gerbaulet ist wissenschaftlicher Mitarbeiter in der Abteilung Energie, Verkehr, Umwelt am DIW Berlin | cgerbaulet@diw.de

Claudia Kemfert ist Leiterin der Abteilung Energie, Verkehr, Umwelt am DIW Berlin | ckemfert@diw.de

Friedrich Kunz ist wissenschaftlicher Mitarbeiter in der Abteilung Energie, Verkehr, Umwelt am DIW Berlin | fkunz@diw.de

WolfPeter Schill ist wissenschaftlicher Mitarbeiter in der Abteilung Energie, Verkehr, Umwelt am DIW Berlin | wschill@diw.de

Sebastian Schwenen ist wissenschaftlicher Mitarbeiter in der Abteilung Klimapolitik am DIW Berlin | sschwenen@diw.de

Thure Traber ist wissenschaftlicher Mitarbeiter in der Abteilung Energie, Verkehr, Umwelt am DIW Berlin | ttraber@diw.de

Christian von Hirschhausen ist Forschungsdirektor für Internationale Infrastrukturpolitik und Industrieökonomie am DIW Berlin | chirchhausen@diw.de

Strategische Reserve zur Absicherung des Strommarkts

Von Karsten Neuhoff, Jochen Diekmann, Wolf-Peter Schill und Sebastian Schwenen

Derzeit wird diskutiert, ob der deutsche Strommarkt genügend Anreize für Investitionen in Kraftwerke und deren Verbleiben am Netz bietet, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Vorschläge, die Energieversorgung weiter abzusichern, beinhalten zum Teil umfassende Zahlungen an die Kraftwerksbetreiber – parallel zu Energieerlösen und basierend auf deren Erzeugungskapazität (*Kapazitätsmärkte*). Andere Vorschläge empfehlen die Vorhaltung einzelner Kraftwerke, die nur bei Knappheit und hohen Preisen zum Einsatz kommen (*Strategische Reserve*). In der vorliegenden Studie werden die verschiedenen Gründe, die zu fehlenden Investitionsanreizen führen könnten, analysiert und Handlungsoptionen diskutiert. Die Untersuchung zeigt, dass eine Strategische Reserve zur Absicherung der Energieversorgung ausreicht.

In Deutschland wird seit einigen Jahren über eine Reform des Strommarktes diskutiert. Eine zentrale Frage ist dabei, ob sich allein durch die Erlöse aus dem Stromabsatz (Energy-Only-Markt) langfristig ausreichende Deckungsbeiträge für Spitzenlastkraftwerke erzielen lassen.¹ Darüber hinaus werden die Auswirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien auf den Einsatz konventioneller Kraftwerke und die Strommarktpreise diskutiert. Die derzeit ohne Zweifel ausreichenden Erzeugungskapazitäten in Deutschland werden zudem durch den bis 2022 erfolgenden vollständigen Atomausstieg sowie weitere wahrscheinliche Kraftwerksabgänge vermindert.² Nicht zuletzt kann es derzeit in Süddeutschland aufgrund von Übertragungsnetzengpässen zu regionalen Knappheitssituationen kommen. Dem wurde von der Politik kurzfristig durch die Errichtung einer Netzreserve und weitere regulatorische Maßnahmen vorgebeugt. Vor diesem Hintergrund wurden in letzter Zeit unterschiedliche Kapazitätsmechanismen vorgeschlagen, die gewährleisten sollen, dass auch künftig ausreichende gesicherte Erzeugungskapazitäten zur Verfügung stehen, um Blackouts zu vermeiden.

Unterschiedliche Motive für Kapazitätsmechanismen

Fehlende Deckungsbeiträge für Spitzenlastkraftwerke?

Die Diskussion über Kapazitätsmechanismen ist nicht neu und ist auch nicht originär mit der deutschen Energiewende entstanden. Vielmehr wird seit der Liberalisierung von Strommärkten diskutiert, ob Stromerzeuger allein durch den Verkauf von Strom ihre Investitionskosten decken können oder ob sie zusätzliche Zahlungen für die Bereitstellung von Kapazitäten benötigen. So

¹ Vgl. Hogan, W. (2005): On an "Energy only" Electricity Market Design for Resource Adequacy. Cambridge, MA, Harvard Electricity Policy Group Paper.

² Vgl. BDEW (2013): Kraftwerksplanungen und aktuelle ökonomische Rahmenbedingungen für Kraftwerke in Deutschland. BDEW Energie-Info.

gab es in Großbritannien während der 90er Jahre eine Kapazitätszahlung an Kraftwerke, die 2001 wegen umfassender Manipulationen durch Marktteilnehmer abgeschafft wurde,³ jetzt aber in anderer Form im Rahmen der Energiemarktreform wieder eingeführt werden soll.

Eine fundamentale Begründung für einen Kapazitätsmechanismus beruht auf dem *Missing-Money-Problem*, das von Paul Joskow in die Diskussion eingeführt wurde.⁴ Kraftwerke können in Stunden, in denen der Strompreis höher als ihre variablen Erzeugungskosten ist, einen Deckungsbeitrag zu Kapital- und anderen Fixkosten erwirtschaften. Für Kraftwerke mit geringen variablen Kosten – traditionell Grundlastkraftwerke – ist das der Fall, wenn Kraftwerke mit höheren variablen Kosten den einheitlichen Strompreis bestimmen. Das lässt aber die Frage offen, wie Spitzenlastkraftwerke mit den höchsten variablen Kosten ihren Deckungsbeitrag erwirtschaften können. Dafür bedarf es Stunden knappen Angebots oder hoher Nachfrage, in denen Knappheitspreise oberhalb der variablen Kosten realisiert werden. Wenn jedoch die Nachfrage nicht ausreichend elastisch ist und so der Preis allein das Gleichgewicht nicht herstellen kann, muss der Netzbetreiber einige Endkunden vorübergehend vom Netz trennen (*Rolling Blackout*).

Wenn die Stromnachfrage hinreichend preiselastisch ist, können sich Knappheitspreise über den variablen Kosten des teuersten Kraftwerks ergeben, bei denen der Markt geräumt wird und auch Spitzenlastkraftwerke Deckungsbeiträge erzielen. Ist die Nachfrage jedoch nicht genügend preiselastisch und wird der Marktpreis nach oben hin begrenzt, können die notwendigen Einnahmen zur Deckung der Fixkosten von Spitzenlastkraftwerken unter Umständen nicht erzielt werden. Eine Preisobergrenze kann explizit auf einer Handelsplattform (für den deutschen Markt ist dies die Strombörse EEX) oder durch politische Intervention vorgegeben werden, weil extrem hohe Strompreise als politisch nicht tragbar wahrgenommen werden. Wenn Investoren eine solche Entwicklung erwarten, werden sie bestehende Spitzenlastkraftwerke möglicherweise nicht länger bereithalten beziehungsweise keine Neuinvestitionen durchführen, die für die Versorgungssicherheit erforderlich sind.⁵

Inwiefern dieser theoretische Fall künftig praktische Bedeutung erlangt, kann derzeit nicht mit Sicherheit be-

urteilt werden. Einige Faktoren deuten allerdings darauf hin, dass dieses Problem in der Realität weniger gravierend ist als im Modell.

Erstens reduziert oder vermeidet die Beteiligung von flexibler Nachfrage im Strommarkt, zum Beispiel abschaltbarem Strombezug von Industriekunden, das *Missing-Money-Problem*. Wenn flexible Nachfrager den Marktpreis oberhalb der variablen Erzeugungskosten von konventionellen Kraftwerken setzen, können die konventionellen Kraftwerke in diesen Stunden einen Deckungsbeitrag zu Kapital- und anderen Fixkosten erwirtschaften.

Zweitens ist davon auszugehen, dass der Großhandelspreis sich nicht wie im Lehrbuch allein nach Maßgabe der Grenzkosten bildet. Internationale Studien zeigen vielmehr, dass insbesondere in Stunden knappen Angebotes Marktmacht ausgeübt werden kann. Das führt zu zusätzlichen Einnahmen für Spitzenlastkraftwerke.

Drittens können Kraftwerke zusätzlich zur Bereitstellung von Energie auch weitere Systemdienstleistungen anbieten. So ergeben sich für flexible Kraftwerke zusätzliche Erlöse, wenn sie ihre Produktion kurzfristig anpassen und so auf Preissignale im Intraday- oder Regelenergiemarkt reagieren können.

Zudem wird das Risiko einer regulatorischen Intervention bei kurzfristig hohen Strompreisen dadurch verringert – und die Glaubwürdigkeit des Strommarktes für Investoren erhöht –, dass Versorger und Endkunden den Großteil ihrer Stromnachfrage längerfristig vertraglich absichern. In Deutschland ist fast die gesamte Nachfrage bereits ein Jahr und mehr im Voraus vertraglich vereinbart. Damit sind die meisten Endkunden gegenüber kurzfristig hohen Großhandelspreisen abgesichert. Sie würden nur für den Teil ihres Strombedarfs, der die vertraglich festgelegte Menge übersteigt, hohe Knappheitspreise zahlen. Das reduziert die negativen Auswirkungen von Preissprüngen für Stromkunden und damit den öffentlichen Druck für eine mögliche Intervention.

Der wachsende Anteil von Wind- und Solarenergie bedingt Unsicherheiten über die Entwicklung des Ausbaus und die jährlichen Schwankungen der Erzeugung. Das kann zu Jahren mit Überkapazität und damit geringen Spitzenpreisen führen, die in anderen Jahren mit zusätzlichen Stunden mit hohen Preisen kompensiert werden müssen. Diese Unsicherheiten über zu erwartende Deckungsbeiträge verstärken zunächst das *Missing-Money-Problem*.

Jedoch werden zugleich im Rahmen der Energiewende längst notwendige Maßnahmen zur Aktivierung von Nachfrageflexibilität im Strommarkt angegangen, und

³ Vgl. Newbery, D. (1995): *Power Markets and Market Power*. The Energy Journal, Vol. 16, No. 3, 39–66; sowie Department of Energy and Climate Change (2013): *Electricity Market Reform: Capacity Market – Detailed Design Proposals*.

⁴ Vgl. hierzu auch eine spätere Analyse in Joskow, P. (2008): *Capacity Payments in imperfect electricity markets: Need and design*. Utilities policy, Vol 16, No. 3, 159–170.

⁵ Vgl. Neuhoff, K., De Vries, L., (2004): *Insufficient incentives for investment in electricity generation*. Utilities Policy, Vol 12, No. 4, 253–268.

eine weitere Flexibilisierung durch die Interaktionen mit Elektromobilität, Wärmemärkten, Speichern und Netzausbau für den internationalen Austausch wird anvisiert. Das kann insgesamt zu einer Abschwächung des Missing-Money-Problems führen.

Veränderte Erlössituation durch Niedrigpreisphasen

Die Strompreise können auf Null fallen, wenn die Erzeugung von Strom aus Solar- und Windenergie die Nachfrage übersteigt. Es wird häufig argumentiert, das führe dazu, dass Kraftwerke nicht mehr die notwendigen Deckungsbeiträge erreichen können. In der Vergangenheit waren in Deutschland Steinkohlekraftwerke während der meisten Stunden des Tages preisbestimmend. Damit konnten sie während des Großteils ihrer Betriebsstunden nur einen sehr geringen Deckungsbeitrag erzielen und waren auf den Deckungsbeitrag angewiesen, der während der Stunden erreicht wurde, in denen bei höherer Nachfrage andere Erzeugungstechnologien mit höheren variablen Kosten preissetzend waren. Entscheidend für die Rentabilität eines Kraftwerkes ist insofern also nicht (wie häufig behauptet) die Anzahl der Volllaststunden (durchschnittliche Anlagenauslastung), sondern die Anzahl der Stunden in denen ein positiver Deckungsbeitrag erzielt wird.

Abbildung 1 zeigt für zwei exemplarische Wochen des Jahres 2032 den Anteil des Stromverbrauchs (Last), der von Wind- und Solarenergie gedeckt werden kann.⁶ Die Abbildung illustriert die regelmäßigen, täglichen Schwankungen der Photovoltaik ebenso wie die weniger regelmäßigen Schwankungen der Windkraft. Treffen hohe Erzeugung aus Wind- und Solarenergie zusammen, kann es zu deutlichen Überschüssen kommen. Übersteigen diese die Kapazität der Stromspeicher, dann wird in den entsprechenden Stunden kein Deckungsbeitrag zu den fixen Kosten aller Erzeugungsanlagen erreicht.⁷ Allerdings gibt es auch viele Stunden in den entsprechenden Wochen, in denen Speicher und konventionelle Erzeugung noch einen wesentlichen Beitrag leisten müssen, um die Differenz zwischen Last und Erzeugung aus erneuerbaren Energien abzudecken.

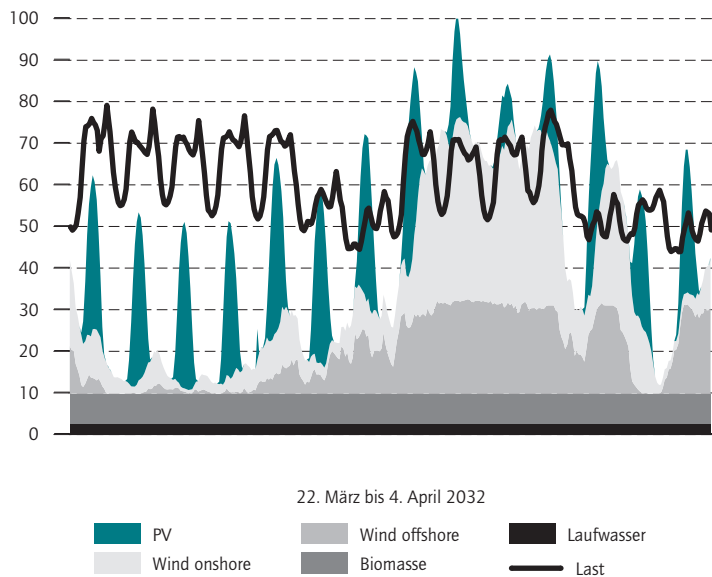
⁶ Die Darstellung basiert auf Lastdaten des Jahres 2010 sowie Einspeisedaten des Jahres 2012, die mit den Erzeugungskapazitäten des Szenarios B 2032 des Netzentwicklungsplans 2012 skaliert wurden. Biomasse und Laufwasser erzeugen hier annahmegemäß auf einem konstanten Niveau Strom. Für eine nähere Beschreibung der Methodik siehe Schill, W.-P. (2013): Residual Load, Renewable Generation Surplus and Storage Requirements in Germany. DIW Discussion Paper Nr. 1316.

⁷ Aktuell kann der Strompreis in solchen Stunden einen negativen Wert annehmen. Flexible Kraftwerke reduzieren dann ihre Produktion. Da die meisten konventionellen Kraftwerke ihre Produktion bereits mit finanziellen oder physikalisch basierten Verträgen abgesichert haben, entstehen auch inflexiblen Kraftwerken durch die negativen Preise keine Verluste.

Abbildung 1

Last und Einspeisung erneuerbarer Energien für zwei exemplarische Wochen im Jahr 2032

In Gigawatt



Quelle: Berechnungen des DIW Berlin.

© DIW Berlin 2013

Die Stromerzeugung aus Windkraft und Photovoltaik schwankt stark.

Auch bei hohen Anteilen erneuerbarer Energie wird somit das grundlegende Prinzip des Energy-Only-Marktes nicht in Frage gestellt.⁸ Mit der größeren Variabilität der Erzeugung aus Wind- und Solarenergie nehmen allerdings die Schwankungen des Strompreises zu.

Vorübergehende Überkapazitäten

Aktuell ist der Strommarkt von einem längerfristigen Investitionsgleichgewicht weit entfernt. Insgesamt bestehen deutliche Überkapazitäten im Erzeugungsbereich. Es wäre überraschend, wenn in einer solchen Situation die Strompreise im Marktgleichgewicht nicht soweit fallen, dass einige Kraftwerke ihre fixen Kosten nicht mehr decken können und vom Netz gehen. Das ist die Antwort des Marktes, um das Gleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage wieder herzustellen.

Allerdings hat die Diskussion der letzten Jahre gezeigt, dass ein Einpendeln zum Marktgleichgewicht langsa-

⁸ Neuhoff, K., Ehrenmann, A., Butler, L., Cust, J., Hoexter, H., Keats, K., Kreczko, A., Sinden, G. (2008): Space and Time: Wind in an Investment Planning Model. Energy Economics, 30 (4), 1990-2008.

mer verlaufen kann als in theoretischen Modellen erwartet. Entscheidungen zur (vorübergehenden) Stilllegung von Kraftwerken können sich verzögern, da Unternehmen kurzfristige Kosten und Widerstände bei einer Stilllegung scheuen. Auch könnte die Diskussion zur möglichen Einführung von Kapazitätsentlohnungen Unternehmen zu einer Verschiebung ihrer Entscheidung motivieren. Für einzelne Erzeuger ist es schwer abzusehen, wie viele Kraftwerke von anderen Unternehmen stillgelegt werden, und wie sich somit die gesamte Knappheit entwickelt. Deswegen sind auf Seiten der Netzbetreiber längere Vorankündigungszeiten vorgesehen, die eingehalten werden müssen, bevor ein Kraftwerk vom Netz gehen kann.

Bei der Wiederherstellung des Gleichgewichtes spielen Terminmärkte, auf denen Strom bis zu vier Jahre im Voraus gehandelt wird, eine zentrale Rolle. So kann dazu beigetragen werden, dass einzelne Erzeuger nicht zu viele oder zu wenige Kraftwerke vom Netz nehmen.

In Deutschland ist mit dem Atomausstieg eine längerfristige Übergangsphase zu berücksichtigen. Durch die Stilllegung dieser Kraftwerke bis 2022 entsteht ein Ersatzbedarf an Erzeugungskapazität. Kraftwerke, die aus der aktuellen Perspektive eine Überkapazität darstellen, könnten im Jahre 2022 wieder benötigt werden. Dies hängt auch davon ab, in welchem Umfang geplante Neubauten und angekündigte Stilllegungen konventioneller Kraftwerke realisiert werden und ob in Zukunft internationaler Stromaustausch und Nachfrageflexibilität zur Deckung von Spitzenlast eingeplant werden können.

Allerdings haben Kraftwerksbetreiber unter Umständen keinen ausreichenden finanziellen oder institutionellen Spielraum, um entsprechende Kraftwerke bis zum Jahr 2022 bei vorübergehend negativem Deckungsbeitrag vorzuhalten. Eine denkbare Möglichkeit mit dieser Situation umzugehen, könnte eine Übergangsreserve für Kraftwerke bis zum Jahr 2022 sein. Dabei könnte unzureichender Koordination zwischen Marktteilnehmern und deren Stilllegungs- und Investitionsentscheidungen vorgebeugt werden und somit das Risiko zu geringer Kapazitäten im Jahr 2023 vermindert werden. Eine solche Reserve kann prinzipiell von privaten Unternehmen, die Kraftwerke vorläufig stilllegen, gehalten werden. So befinden sich gegenwärtig zwei Gigawatt Kraftwerkskapazität in diesem Zustand. Allerdings ist unsicher, ob vorläufig stillgelegte Kraftwerke für einen ausreichenden Zeitraum allein aus privatwirtschaftlicher Perspektive vorgehalten werden. Deshalb wäre zu prüfen, ob solche Kraftwerke in einer Übergangsreserve gehalten werden sollten. Eine solche Übergangsreserve wäre mit relativ geringen Kosten verbunden und hätte mit dem Abschalten

des letzten deutschen Atomkraftwerks eine klar definierte zeitliche Perspektive.⁹

Regionale Herausforderungen

Es bestehen schon derzeit regionale Herausforderungen, die durch den Atomausstieg weiter verstärkt werden. Dabei ist zu beachten, dass die aktuelle Ausgestaltung des deutschen Strommarktes keine Differenzierung zwischen dem Wert des Stromes an verschiedenen Standorten in Deutschland ermöglicht, sondern eine einheitliche Preiszone vorschreibt.

Da die Übertragungskapazität beschränkt ist, muss genügend Erzeugungskapazität in den jeweiligen Regionen vorgehalten werden. Aktuell befürchtet die Bundesnetzagentur, dass konventionelle Kraftwerke an den falschen Standorten in Deutschland vom Netz genommen werden und zu wenige Kraftwerke in Süddeutschland betriebsbereit bleiben. Zum Umgang mit Netzengpässen wurde von der Bundesnetzagentur eine Netzreserve eingesetzt.¹⁰ Kraftwerke in Süddeutschland und Österreich werden direkt von den Netzbetreibern kontrahiert und können im Fall von Übertragungsempässen für Süddeutschland eingesetzt werden.

Jedoch reduziert die Netzreserve die Wirtschaftlichkeit von Kraftwerken an den Standorten, wo diese benötigt werden (Süddeutschland). Sie muss somit, wie vorgesehen, eine Übergangslösung bis 2017 bleiben, damit der Strommarkt längerfristig die richtigen Signale für Investitions- und Stilllegungsentscheidungen liefert. Die Netzprobleme müssen letztlich durch Netzausbau und mit regionaler Bepreisung behoben werden.

Unterschiedliche Kapazitätsmechanismen in der Diskussion

In Deutschland werden gegenwärtig als mögliche Kapazitätsmechanismen insbesondere die folgenden fünf Modelle diskutiert: Strategische Reserve, Versorgungssicherheitsverträge, Fokussierte Kapazitätsmärkte, Dezentrale Leistungsverpflichtungen und Dezentraler Leistungsmarkt.¹¹ Diese Modelle unterscheiden sich unter anderem danach, auf welcher Ebene der Bedarf an Kapazitäten bestimmt wird, welche Anlagen in den Me-

⁹ Es wäre zu prüfen, inwieweit eine solche Reserve mögliche weitere Neuinvestitionen verringern oder verzögern kann, wenn Investoren befürchten, dass mit Auslaufen der Übergangsreserve alte Kraftwerke zurück auf den Markt kommen und Preisdruck ausüben.

¹⁰ Vgl. den Beitrag von Kunz, F. et al. in diesem Wochenbericht.

¹¹ BMWi (2013): Bericht des Kraftwerksforums an die Bundeskanzlerin und die Ministerpräsidentinnen und Ministerpräsidenten der Länder – Mittel- bis langfristig ausreichende Sicherstellung von Erzeugungskapazitäten. 28. Mai 2013.

Tabelle

Gegenwärtig in Deutschland diskutierte Kapazitätsmechanismen

	Strategische Reserve	Versorgungssicherheitsverträge	Fokussierter Kapazitätsmarkt	Dezentrale Leistungsverpflichtungen	Dezentraler Leistungsmarkt
Kapazitätsplanung	zentral	zentral	zentral	zentral	dezentral
Beschaffung	zentral	zentral	zentral	dezentral	dezentral
Anlagenselektion	nein/bedingt	nein (umfassend)	ja	nein (umfassend)	nein (umfassend)
Einsatz im Strommarkt	nein	ja	ja	ja	ja
Marktform	Auktion	Auktion	Auktion	diverse	Börse
Produkt	Reservekapazität	Call-Option	Call-Option	Leistungszertifikat	VS-Nachweis
Steuerungsgrößen	Reservekapazität	Kapazität	Kapazität	Sicherheitsmarge	Strafen
	ggf. Regionalkomp.	Ausübungspreis	Ausübungspreis	Strafe	Auslösungspreis
Finanzierung	Umlage	Umlage	Umlage	Marktpreis	Marktpreis
Referenzen	Consentec (2012), BMU, BDEW, BEE u.a. (2013)	EWI (2012)	Öko-Institut, LBD, Raue (2012)	vgl. Frontier Economics (2013)	VKU (2013), BDEW (2013)

Quellen: Consentec (2012): *Versorgungssicherheit effizient gestalten – Erforderlichkeit, mögliche Ausgestaltung und Bewertung von Kapazitätsmechanismen in Deutschland. Untersuchung im Auftrag der EnBW AG, Abschlussbericht 7. Februar 2012*; BMU, BDEW, BEE u.a. (2013): *Märkte stärken, Versorgung sichern. Konzept für die Umsetzung einer Strategischen Reserve in Deutschland. Ergebnisbericht des Fachdialogs „Strategische Reserve“, Mai 2013*.

EWI (2012): *Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI), Endbericht im Auftrag des BMWi, März 2012*; Öko-Institut, LBD, Raue (2012): *Ein neues Marktdesign für den Übergang zu einem neuen Energiesystem. Studie für die Umweltstiftung WWF Deutschland, Berlin, 8. Oktober 2012*; Frontier Economics, Formaet Services (2013): *Dezentrale Leistungsverpflichtungssysteme – Eine geeignete Alternative zu zentralen Kapazitätsmechanismen? Studie im Auftrag des BMWi, Mai 2013*; VKU, Enervis, BET (2013): *Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland. Langfassung, 1. März 2013*; BDEW (2013): *Ausgestaltung eines dezentralen Leistungsmarkts. Berlin, 18. September 2013, Positionspapier des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. Berlin, 18. September 2013*; zum Überblick vgl. auch BMWi (2013): *Bericht des Kraftwerksforums an die Bundeskanzlerin und die Ministerpräsidentinnen und Ministerpräsidenten der Länder – Mittel- bis langfristig ausreichende Sicherstellung von Erzeugungskapazitäten. 28. Mai 2013*.

© DIW Berlin 2013

chanismus einbezogen werden und wie Anreize zur Bereitstellung von Kapazitäten gesetzt werden (Tabelle).

Strategische Reserve

Das Konzept der Strategischen Reserve besteht in Stromerzeugungskapazitäten, die ausschließlich in extremen Knappheitssituationen eingesetzt werden sollen.¹² Der Bedarf an Reservekapazität wird zentral festgelegt, zum Beispiel auf fünf Prozent der gesamten Jahreshöchstlast (rund vier Gigawatt). Zur Beschaffung werden diese Kapazitäten durch die Übertragungsnetzbetreiber unter öffentlicher Aufsicht ausgeschrieben. Die Strategische Reserve ist grundsätzlich für Alt- und Neuanlagen offen. Anfänglich geht es vor allem um Bestandsanlagen und um Neuanlagen in netztechnisch geeigneten Regionen. Dafür sind ausreichende Vorlaufzeiten und Vertragslaufzeiten festzulegen. Die Reserve kommt zum Einsatz, wenn der Börsenpreis ein festgelegtes Niveau überschreitet, zum Beispiel nach dem Vorschlag des BMU und verschiedener Verbände 3 000 Euro pro MWh.¹³ Der Kraftwerksbetreiber erhält

als Erlös einen marktbestimmten Leistungspreis und daneben einen kostenorientierten Arbeitspreis. Mehrkosten werden wie Netzentgelte auf die Stromverbraucher umgelegt.

Um Rückwirkungen der Strategischen Reserve auf Investitionsentscheidungen für den Strommarkt zu vermeiden, sollen die Anlagen der Strategischen Reserve auch später nicht am Strommarkt eingesetzt werden dürfen.

Im Unterschied zur bestehenden regulatorischen Netzreserve (Winterreserve) wird die Strategische Reserve marktwirtschaftlich organisiert. Die Netzreserve könnte eventuell in die Strategische Reserve aufgenommen werden. Nach dem gemeinsamen Positionspapier des Bundesumweltministeriums und der Verbände besteht Einigkeit darüber, dass eine Strategische Reserve kurzfristig (ab 2014) eingeführt werden kann und soll. Hinsichtlich eventueller weitergehender Kapazitätsmechanismen könnte sie als Übergangslösung, als Ergänzung oder sogar als Ersatz dienen.

Versorgungssicherheitsverträge

Nach einer Studie im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums könnte die Bereitstellung ausreichender Kapazitäten durch eine zentrale Versteigerung von Verträgen gewährleistet werden, die eine Kapazitätsver-

¹² Consentec (2012): *Versorgungssicherheit effizient gestalten – Erforderlichkeit, mögliche Ausgestaltung und Bewertung von Kapazitätsmechanismen in Deutschland. Untersuchung im Auftrag der EnBW AG. Abschlussbericht 07.02.2012*

¹³ BMU, BDEW, BEE u.a. (2013): *Märkte stärken, Versorgung sichern. Konzept für die Umsetzung einer Strategischen Reserve in Deutschland. Ergebnisbericht des Fachdialogs „Strategische Reserve“, Mai 2013*.

pflichtung und eine Verfügbarkeitsoption umfassen.¹⁴ Ähnliche Kapazitätsmechanismen werden in Neu-England, Kolumbien und Brasilien angewendet. Der Bedarf an Kapazitäten wird zentral ermittelt und bestimmt den Umfang der Versteigerungen. Teilnehmen können Bestands- und Neuanlagen, wobei unterschiedliche Laufzeiten von einem beziehungsweise 15 Jahren gelten sollen. Für Neuanlagen ist zudem ein Vorlauf von fünf bis sieben Jahren vorgesehen. Daneben können auch Maßnahmen wie Nachfragemanagement einbezogen werden. Der Auslösungspreis der Call-Option wird zentral so festgelegt, dass er etwas höher ist als die höchsten variablen Erzeugungskosten. Teilnehmende Erzeuger verpflichten sich Kapazitäten bereitzuhalten und erhalten die Optionsprämie unabhängig von ihrer Erzeugung. Wenn der Strompreis höher ist als der Auslösungspreis, müssen sie die Differenz zurückerstatten. Die Nettokosten werden auf die Stromverbraucher überwält. Anders als bei einer Strategischen Reserve können die Anlagen normal am Strommarkt teilnehmen.

Würden Erzeuger Strom ihrer Kraftwerke auf Termin verkaufen und zugleich Versorgungssicherheitsverträge unterzeichnen, müssten sie ihren erzeugten Strom abliefern und bei hohen Strompreisen zugleich für die Differenz zwischen dem Spotpreis und dem Auslösungspreis der Optionen bezahlen. Das bedingt ein deutliches Risiko, und es ist zu befürchten, dass die Absicherung von Erzeugung und Nachfrage mit traditionellen Terminverträgen eingeschränkt wird.

Fokussierter Kapazitätsmarkt

Das Konzept Fokussierter Kapazitätsmärkte¹⁵ ähnelt zum Teil dem der Versicherungsverträge. Der Bedarf an Kapazitäten wird zentral geplant und ausgeschrieben. Neben der Versorgungssicherheit werden allerdings zugleich auch weitere Ziele der Energiewende verfolgt. So sollen aus klimapolitischen Gründen ein Aufbau CO₂-intensiver Stromerzeugung und aus verteilungspolitischen Gründen Mitnahmeeffekte vermieden werden. Angestrebt werden flexible und emissionsarme Kraftwerke, die die zunehmende variable Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie ergänzen. Der Kapazitätsmarkt richtet sich selektiv zum einen auf stillgelegungsgefährdete Bestandsanlagen und zum anderen auf Neuanlagen, für die bestimmte Präqualifikationsanforderungen, unter anderem Flexibilität, gestellt werden. Für die Anlagen wird die Teilnahme am Strommarkt nicht

beschränkt. Allerdings stellt sich die Frage, ob die Formulierung von Kriterien, nach denen sich Bestandsanlagen für Kapazitätsmarktzahlungen qualifizieren (zum Beispiel Betriebsstunden), nicht zu starken Verzerrungen führt. Die Finanzierung des Kapazitätsmechanismus erfolgt auch hier über einen Aufschlag auf die Netzentgelte.

Dezentrale Leistungsverpflichtungen

Während die Kapazitäten in den bisher genannten Konzepten zentral durch Ausschreibungen beschafft werden, wird mit Leistungsverpflichtungen ein dezentrales Element bei Kapazitätsmechanismen eingeführt. Die Vorgaben für die Leistungsverpflichtungen werden allerdings zentral festgelegt und falls erforderlich an einen veränderten Gesamtbedarf angepasst. Solch ein System wird gegenwärtig in Frankreich diskutiert.¹⁶ Für die Ausgestaltung der Leistungsverpflichtungen sind unterschiedliche Varianten und Mischformen möglich. So können die Versorger verpflichtet werden, sicher verfügbare Kapazität entsprechend ihrer Höchstlast und einer Sicherheitsmarge nachzuweisen. Zugleich können Kapazitätssertifikate frei gehandelt werden, wobei typischerweise Versorger als Nachfrager und Kraftwerksbetreiber als Anbieter auftreten können. Für den Fall, dass Verpflichtungen zur Verfügbarkeit von Kapazitäten nicht eingehalten werden, sind Strafen vorzusehen. Die Finanzierung erfolgt hier über die Produktpreise der Versorger.

Dezentraler Leistungsmarkt

Im Unterschied zu dezentralen Leistungsverpflichtungen wird von den Verbänden VKU und BDEW ein Kapazitätsmechanismus vorgeschlagen, bei dem nicht nur die Beschaffung von Kapazitäten dezentral erfolgt, sondern auch der Kapazitätsbedarf dezentral durch die Nachfrageseite bestimmt wird.¹⁷ Auf eine staatliche Mengenplanung soll damit vollständig verzichtet werden. Die Versorger werden verpflichtet, eine von ihnen bestimmte Leistung jederzeit gesichert zur Verfügung zu stellen. Hierzu wird ein verbindliches System von Versorgungssicherheitsnachweisen (VSN) eingeführt. Die Versorger entscheiden selbst über den Bedarf an gesicherter Leistung und fragen entsprechend viele VSN am Markt nach. Dazu werden marktfähige Produkte standardisiert, die an einer Börse für Kapazitätssertifikate gehan-

¹⁴ EWI (2012): Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI), Endbericht im Auftrag des BMWi, März 2012.

¹⁵ Öko-Institut, LBD, Raue (2012): Ein neues Marktdesign für den Übergang zu einem neuen Energiesystem. Studie für die Umweltstiftung WWF Deutschland, Berlin, 8. Oktober 2012.

¹⁶ Frontier economics, Formaet Services (2013): Dezentrale Leistungsverpflichtungssysteme – Eine geeignete Alternative zu zentralen Kapazitätsmechanismen? Studie im Auftrag des BMWi, Mai 2013.

¹⁷ VKU, Enervis, BET (2013): Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland. Langfassung, 1. März 2013; BDEW (2013): Ausgestaltung eines dezentralen Leistungsmarkts. Berlin, 18. September 2013, Positionspapier des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. Berlin, 18. September 2013.

delt werden. Die Laufzeit der VSN soll anfänglich ein Quartal betragen. Kraftwerksbetreiber können VSN anbieten. Sie 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. Der Versorger muss eine Strafe zahlen, wenn im Knappheitsfall mehr Strom als durch VSN abgesichert entnommen wird. Der Erzeuger muss eine Strafe zahlen, wenn er im Knappheitsfall weniger Strom als durch VSN zugesagt anbietet. Die Knappheitssituation wird durch eine kritische Höhe des Strompreises an der Börse (day ahead, EPEX Clearing Preis) definiert (Auslösungspreis). Die zentralen Steuerungsgrößen bestehen somit nicht aus vorgegebenen Kapazitätsmengen, sondern aus festgelegten Strafen für die Nichteinhaltung der VSN-Verpflichtungen.

Bei diesem Konzept besteht die Gefahr, dass Synergien eines integrierten Strommarktes verloren gehen: Die Lastspitzen einzelner Marktteilnehmer treten nicht zum gleichen Zeitpunkt auf, so dass die Gesamtnachfrage eine geringere Spitzenlast aufweist als die Summe der Spitzenlast der einzelnen Nachfragegruppen. Somit würde über VSN mehr Kapazität bereitgestellt, als eigentlich benötigt.

Zur Überwachung des Systems sollen ein zentrales Register sowie Verfahren zur Prüfung der Eignung und Pflichteinhaltung der Anbieter und Nachfrager von VSN eingeführt werden. Auf eine Differenzierung nach Technologien wird verzichtet. Damit werden *Windfall-Profits* insbesondere für vorhandene Grundlastkraftwerke, bewusst in Kauf genommen. Die Finanzierung des Systems erfolgt durch die Einpreisung in Endkundenprodukte.

Solange gesicherte Erzeugungsleistung noch nicht knapp ist, würde sich kein oder nur ein sehr geringer Preis für Versorgungssicherheitsnachweise ergeben; für die Aktivierung dieses Konzepts ist noch kein konkreter Zeitpunkt vorgeschlagen worden.

Kapazitätsmarkt und Strategische Reserve entfalten unterschiedliche Wirkungen

Die derzeit diskutierten Kapazitätsmechanismen lassen sich in zwei grundsätzliche Konzepte unterscheiden. Die Strategische Reserve beschränkt sich auf einen speziellen Pool von Kraftwerken, der getrennt finanziert und eingesetzt wird, während die anderen Kapazitätsmechanismen allen Kraftwerken mit gesicherter Leistung einen zusätzlichen Einnahmestrom ermöglichen (im Fall des Fokussierten Kapazitätsmarktes für einen Großteil der Gesamtkapazitäten). Allerdings kön-

nen große Unterschiede zwischen den einzelnen Vorschlägen durch die jeweilige Ausgestaltung entstehen.

Beide Ansätze können Versorgungssicherheit gewährleisten

Grundsätzlich könnte sowohl ein adäquat ausgestalteter Kapazitätsmarkt als auch eine richtig dimensionierte Strategische Reserve Versorgungssicherheit im Erzeugungsbereich gewährleisten. Allerdings kommt es in beiden Fällen auf die Details der Ausgestaltung und Umsetzung an. Zunächst einmal muss eine regulatorische Entscheidung zur Kapazitätsvorhaltung getroffen werden. Bei Kapazitätsmärkten kann die Kapazitätsplanung fehlerhaft sein; dabei könnte das Niveau sowohl zu niedrig liegen (Versorgungssicherheit nicht gewährleistet) oder zu hoch (Überkapazitäten); in der Praxis dürfte letzteres wahrscheinlicher sein. Es entstehen auch Anreize für starke Lobby-Einflüsse. Bei der Strategischen Reserve besteht grundsätzlich ebenfalls das Risiko einer in die eine oder andere Richtung fehlerhaft bestimmten Reservekapazität. Allerdings dürfte eine Überschätzung des Bedarfs im Vergleich zum Kapazitätsmarkt zu geringeren Kosten führen, da sie nur einen bestimmten Teil des Kraftwerksparks betrifft.

Darüber hinaus sollte eine ausreichende Dauer der Verträge im Kapazitätsmechanismus gewährleistet werden. Eine zu kurzfristige Orientierung reduziert den Wert der Kapazitätszahlungen für Investoren, da vertraglich nicht gesicherte Einkünfte in zukünftigen Jahren stark diskontiert werden und unklar ist, welche regulatorischen Entwicklungen zu erwarten sind. Bei dezentralen Lösungsansätzen sind allerdings längerfristige Vertragsbindungen – insbesondere nach den Insolvenzen einiger Versorger – mit großen Risiken verbunden. Somit stellt sich die Frage, welche Vorteile solche dezentralen Ansätze für Investitionsentscheidungen bieten können.

Bei der Strategischen Reserve ist die Vertragsdauer kein so entscheidender Faktor. Es muss jedoch gewährleistet sein, dass Kraftwerke, die in die Strategische Reserve aufgenommen werden, nicht mehr in den normalen Energiemarkt zurückkehren. Sonst würde für Investoren im normalen Energiemarkt das Risiko eines zusätzlichen Angebotes und damit eines geringeren Preises in zukünftigen Jahren bestehen. Aus heutiger Sicht ist unklar, inwiefern eine solche *no-way-back*-Regelung für alle Marktteilnehmer glaubwürdig ist, insbesondere im Fall von Neuanlagen. Bei der Ausgestaltung einer Strategischen Reserve muss zudem bestimmt werden, ab welcher Höhe des Spotmarktpreises die Strategische Reserve im Markt zur Verfügung gestellt wird (Kasten).

Kasten

Festlegung des Auslösungspreises der Strategischen Reserve

In den konkreten Vorschlägen für Deutschland wird meist davon ausgegangen, dass die Strategische Reserve erst mit Erreichen der Preisobergrenze des Spotmarktes ausgelöst wird. Diese Obergrenze liegt an der EEX bei 3 000 Euro je MWh. Wenn nach weiterem Zuwachs der erneuerbaren Energien die Kapazitätsherausforderung nicht mehr nur aus einzelnen Spitzenlaststunden, sondern möglicherweise auch aus mehrtägigen Knappheiten besteht (kalte, windstille Winterwoche), dann könnte die Strategische Reserve häufiger und länger zum Einsatz kommen. Ein sehr hoher Auslösungspreis der Strategischen Reserve wäre dann mit höheren Kosten für Stromkunden verbunden. Dies könnte die politische Akzeptanz schwächen. Deshalb sollte der Auslösungspreis der Strategischen Reserve unterhalb der Preisobergrenze von 3 000 Euro je MWh liegen.

Für die konkrete Festlegung des Auslösungspreises der Strategischen Reserve sind mehrere Faktoren relevant, deren genauere Abschätzungen eine wichtige Rolle in der zukünftigen Debatte zukommen wird. Daher wird derzeit von einer möglichen Spanne von etwa 500 bis 1 500 Euro je MWh ausgegangen. Die untere Grenze dieser Spanne ergibt sich aus zwei Überlegungen. Erstens, sollte der Auslösungspreis der Strategischen Reserve nicht die variablen Kosten der Nachfrageflexibilität unterschreiten (in der Regel geschätzt auf 400 Euro je MWh)¹

¹ Vgl. Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbZaV) vom 28. Dezember 2012.

und zusätzlich Deckungsbeiträge für Fixkosten von Maßnahmen zur Nachfrageflexibilität ermöglichen. Der Auslösungspreis sollte somit deutlich über 400 Euro je MWh liegen.

Zweitens sollten Deckungsbeiträge für Spitzenlast-Kraftwerke auf dem Energiemarkt hoch genug sein, um (Re-) Investitionen zu ermöglichen. Diese entstehen in Stunden, in denen der Strompreis entweder durch Nachfrageflexibilität oder durch die Strategische Reserve gesetzt wird. Da in vielen US-Strommärkten die eigentlichen Preisobergrenzen zur Zeit noch unterhalb von 800 Euro je MWh liegen (zum Beispiel 750 US-Dollar je MWh im Kalifornischen Markt), kann davon ausgegangen werden, dass – wenn auch von leicht anderen Kostenstrukturen auszugehen ist – ein Auslösungspreis für die Strategische Reserve zwischen 800 und 1 500 Euro je MWh Wirtschaftlichkeit für jegliche Betreiber gewährleistet. Eine andere Studie hat Auslösungspreise von 1 000 und 1 780 Euro je MWh angenommen und zeigt zum Beispiel, dass für den letzteren Auslösungspreis im Jahr 2020 die Strategische Reserve mindestens 26 Stunden im Jahr eingesetzt werden muss, damit sich Spitzenlastkraftwerke rentieren.² Für unsere Berechnungen sind wir von einem Auslösungspreis von 800 Euro je MWh ausgegangen.³

² Vgl. EWI (2012), a. a. O.

³ Vgl. Beitrag von Kemfert, C., Traber, T. in diesem Wochenbericht.

Strategische Reserve verringert Investitionsrisiken

Während Kapazitätsmärkte einen Teil der Investitionsrisiken über die kurzfristig stabilen Kapazitätzahlungen aus dem Markt nehmen, bleiben Risiken in Bezug auf Einnahmen durch den eigentlichen Stromhandel. Gerade die Kompatibilität von Kapazitätsmärkten mit bilateralen und an der Strombörse handelbaren Stromlieferverträgen ist kritisch zu sehen, da zukünftige Kapazitätzahlungen über eine Ausschreibungsperiode hinaus für Investoren nur schwer abzuschätzen sind. Damit ist auch das korrekte Risiko-Management für bilaterale Verträge unbestimmt, die zusätzlich zum Kapazitätsvertrag vorteilhaft gezeichnet werden könnten. So besteht die Gefahr, dass Kapazitätsmärkte die Volumen für mittel- und längerfristige Lieferverträge reduzieren und somit individuelle Strategien zur Risikoabsicherungen von Investitionen erschweren. Wichtige Preissignale solcher Lieferverträge werden so unterdrückt.

Bei der Umsetzung von umfassenden Kapazitätsmechanismen hat sich oftmals eine große Komplexität gezeigt. Die US-Erfahrungen deuten auf häufige zu erwartende Veränderungen bei der Ausgestaltung mit entsprechend negativen Auswirkungen auf Investitionssicherheit hin.

Dazu im Vergleich bietet die Strategische Reserve Vorteile, da Kapazitätzahlungen auf Kraftwerke beschränkt sind, die nur in Ausnahmesituationen zum Einsatz kommen und am eigentlichen Strommarkt nicht teilnehmen. Somit nimmt die Strategische Reserve kaum Einfluss auf existierende Vertragsstrukturen und Investitionsabsicherungen für die Mehrheit der Kraftwerke. Zusätzlich bietet die strategische Reserve die Option, Ausfall-Risiken aus dem Spotmarkt und aus Lieferverträgen zu nehmen, wenn mit der Strategischen Reserve die Preisobergrenze im Markt faktisch gesetzt wird.

Verteilungswirkungen der Strategischen Reserve gering

Von der Einführung der vorgeschlagenen Mechanismen sind stark unterschiedliche und zum Teil erhebliche Verteilungswirkungen auf Verbraucher und Kraftwerksbetreiber zu erwarten. Modellrechnungen zeigen,¹⁸ dass die Einführung eines umfassenden Kapazitätsmarktes die deutschen Stromverbraucher im Jahr 2020 in Höhe von knapp vier Milliarden Euro belastet, während die Betreiber konventioneller Stromerzeugungsanlagen durch zusätzliche Gewinne in Höhe von etwa einer Milliarde Euro begünstigt werden.

Diese Wirkungen beruhen für Verbraucher und Erzeuger jeweils auf zwei Effekten. Einerseits führt die durch einen umfassenden Kapazitätsmarkt ausgelöste zusätzliche Bereitstellung von Kapazitäten zu einem Preisrückgang an der Strombörse, für den hier ein Durchschnittswert im Jahr 2020 von 0,32 Cent pro kWh berechnet wurde und der die Erzeuger belastet und die Verbraucher tendenziell entlastet.¹⁹ Andererseits erhalten die Erzeuger zusätzliche Einnahmen durch die im Kapazitätsmarkt ermittelten Kapazitätzahlungen, die durch die Erhebung einer verbrauchsbezogenen Abgabe in Höhe von rund einem Cent pro kWh von den Verbrauchern zu finanzieren ist.

Für eine kleine Strategische Reserve mit einem Auslösendepreis von 800 Euro je MWh ergibt sich in der Modellrechnung ein Bedarf von 3,6 Gigawatt für das Jahr 2020. Werden diese im Rahmen der Reserve vorgehaltenen Kapazitäten lediglich ab einem Strompreis von 800 Euro pro MWh eingesetzt, ergibt sich eine Reduktion der Erlöse von Anlagen außerhalb der Reserve um rund 14 Millionen Euro im Jahr 2020. Für die Stromverbraucher entstehen dabei im Zusammenspiel von Großhandelspreisbegrenzung und einer benötigten Abgabe zur Finanzierung von 0,013 Cent pro kWh Belastungen von knapp 100 Millionen Euro jährlich.

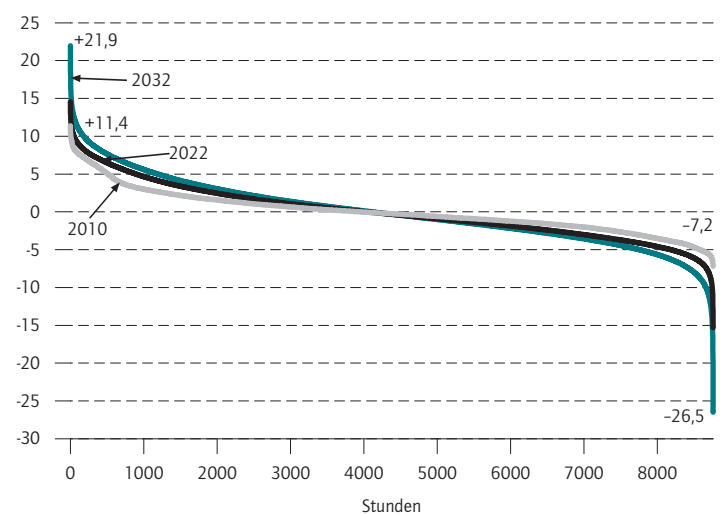
Strategische Reserve setzt Anreize für Flexibilität

Im Kontext der Energiewende steigen die Anforderungen an die Flexibilität des Stromsystems. Grund hierfür sind die Einspeisecharakteristika von Windkraft und Photovoltaik, die in Zukunft große Anteile der Stromerzeugung ausmachen werden. Deshalb ist danach zu fragen, wie sich die verschiedenen Kapazitätsmechanismen auf die Wirtschaftlichkeit unterschiedlicher Flexibilitätsoptionen auswirken.

¹⁸ Vgl. Beitrag von Kemfert, C., Traber, T. in diesem Wochenbericht.
¹⁹ Dies setzt allerdings voraus, dass die Strompreisrückgänge an die Verbraucher weitergereicht werden.

Abbildung 2

Stündliche Änderungen der Residuallast In Gigawatt



¹ Als Residuallast wird der Stromverbrauch bezeichnet, der nach Abzug der Einspeisung erneuerbarer Energien noch zu decken ist. Bei verstärkter Nutzung fluktuierender erneuerbarer Energien steigen auch die Schwankungen der Residuallast. Der größte Anstieg der Residuallast von einer Stunde auf die nächste beträgt im Jahr 2032 21,9 Gigawatt, der größte Rückgang zwischen zwei Stunden 26,5 Gigawatt. Für das Jahr 2010 sind historische Daten dargestellt, für 2022 und 2032 die Ergebnisse von Simulationen, die auf Schill, W.-P. (2013), a. a. O. beruhen.

Quelle: Berechnungen des DIW Berlin.

© DIW Berlin 2013

Die stündlichen Änderungen der Residuallast nehmen künftig stark zu.

Bei steigenden Anteilen der Wind- und Solarenergie vergrößern sich die stündlichen Änderungen der sogenannten Residuallast, die durch konventionelle Anlagen bedient werden muss. Abbildung 2 zeigt die stündlichen Änderungen der Residuallast (Gradienten), die in den Szenarien B 2022 und B 2032 des Netzentwicklungsplans auftreten würden.²⁰ Demnach müssten im Extremfall im Jahr 2032 erzeugungs- oder nachfrageseitige Kapazitäten bereitstehen, um einen Anstieg der zu deckenden residualen Last von einer Stunde auf die nächste von 22 Gigawatt auszugleichen. Genauso sinkt der minimale Gradient deutlich von -7 auf fast -27 Gigawatt zwischen 2010 und 2032.

Dieser durch den Ausbau erneuerbarer Energien erhöhte Flexibilitätsbedarf kann perspektivisch auf vielerlei Weise gedeckt werden.²¹ Dazu gehören unterschiedliche Arten von Stromspeichern, die Flexibilisierung der Nachfrageseite sowie die bedarfsgerechte beziehungsweise strommarktgeführte Stromerzeugung in thermischen Kraftwerken. Auch die temporäre Abregelung oder ge-

²⁰ Die Berechnungen basieren auf Schill, W.-P. (2013), a. a. O.

²¹ Plattform Erneuerbare Energien (2013): Bericht an die Bundeskanzlerin und die Ministerpräsidentinnen und Ministerpräsidenten der Länder.

drosselte Fahrweise variabler erneuerbarer Energien kann einen Flexibilitätsbeitrag leisten. Darüber hinaus werden neue, steuerbare Verbraucher im Wärme- oder Verkehrsbereich sowie die Erzeugung chemischer Energieträger unter den Stichworten Power-to-Heat, Power-to-Mobility und Power-to-Gas diskutiert. Nicht zuletzt kann auch der Ausbau und die Optimierung von Stromnetzen als Flexibilitätsoption betrachtet werden.

Aus heutiger Sicht ist unklar, wie hoch der genaue Flexibilitätsbedarf des zukünftigen Stromsystems sein wird, und welcher Mix unterschiedlicher Flexibilitätsoptionen optimal wäre. Vor diesem Hintergrund erscheint es vorteilhaft, die Akteure möglichst unverzerrten Marktpreisen auszusetzen, die den Wert von Flexibilität in allen relevanten Marktsegmenten angemessen widerspiegeln. Dabei ist zu bedenken, dass beispielsweise Stromspeicher und Maßnahmen zur Lastflexibilisierung grundsätzlich von großen Preisspreizungen zwischen Perioden der Stromaufnahme und -abgabe profitieren.

Vor diesem Hintergrund ist die Wirkung unterschiedlicher Kapazitätsmechanismen auf die Spotpreise von großer Bedeutung für die Wirtschaftlichkeit von Flexibilitätsoptionen. Die Schaffung eines Kapazitätsmarktes führt im Allgemeinen zu einer Dämpfung von Preisspitzen, da Knappheitspreise durch separate Kapazitätzahlungen reduziert werden. Die Strategische Reserve wäre wegen ihrer geringeren Verzerrungen des Preissignals insofern zu bevorzugen.²²

Grundsätzlich wäre es möglich, dass Flexibilitätsoptionen im Rahmen eines Kapazitätsmarktes an der Leistungsvergütung partizipieren und somit die Dämpfung der Spitzenpreise durch einen anderen Erlösstrom kompensieren. Dies setzt jedoch voraus, dass die Bedingungen für die Teilnahme am Kapazitätsmarkt (Präqualifikation) unterschiedliche Flexibilitätsoptionen nicht diskriminieren. Dies könnte gegebenenfalls durch eine hinreichende Differenzierung der Präqualifikationsregeln erreicht werden. In der Praxis dürfte die Festlegung entsprechender technischer Spezifikationen eine große Herausforderung für die Ausgestaltung der Regulierung sein. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund möglicher Innovationen bei unterschiedlichen Flexibilitätsoptionen, die Anpassungen der Präqualifikation erfordern könnten. Da ein Kapazitätsmarkt möglichst langfristige Investitionssignale geben sollte und eine lange Vorlaufdauer benötigt, sind derartige Präqualifikationsanpassungen kritisch zu bewerten.

²² Vergleiche BMU, BDEW, BEE u.a. (2013): Märkte stärken, Versorgung sichern. Konzept für die Umsetzung einer Strategischen Reserve in Deutschland. Ergebnisbericht des Fachdialogs „Strategische Reserve“; sowie Nicolosi, M. (2012): Notwendigkeit und Ausgestaltungsmöglichkeiten eines Kapazitätsmechanismus für Deutschland. Zwischenbericht, Berlin, erstellt für das Umweltbundesamt.

Letztendlich besteht im Rahmen eines Kapazitätsmarktes die Gefahr, dass Investitionen und Betrieb von Flexibilitätsoptionen im Hinblick auf eine bestimmte Regulierung optimiert werden, nicht auf den größten Systemnutzen. Ein systemoptimierter Einsatz könnte dagegen besser durch möglichst unverzerrte Spotmarktpreise angereizt werden, die sich bei einer Strategischen Reserve einstellen sollten.

Strategische Reserve tendenziell kompatibel mit dem EU-Binnenmarkt

In ihren Leitlinien vom November dieses Jahres hat die Europäische Kommission mehrere Punkte möglicher Verzerrungen des gemeinsamen europäischen Energiemarktes durch Kapazitätsmechanismen identifiziert.²³ Es zeigt sich, dass das Risiko von Marktverzerrungen im europaweiten Stromhandel bei einer Strategischen Reserve als geringer anzusehen ist. Die Verlagerung von Einnahmeströmen vom Energie- in den Kapazitätsmarkt bei umfassenden Kapazitätsmechanismen verzerrt die Funktion des Energiepreises bei der internationalen Koordination von Betriebs- und Investitionsentscheidungen. Zusätzlich ist ungeklärt, in welchem Umfang und zu welchen Zeiten Kosten für einen umfassenden Kapazitätsmechanismus auch auf exportierte Energiemengen umgelegt werden und welche Verzerrungen dadurch für den Handel entstehen.

Die Strategische Reserve ist hier allein wegen ihrer geringeren Kosten und somit auch geringeren Marktverzerrungen kompatibel mit einem gemeinsamen europäischen Strombinnenmarkt. Nicht zuletzt steigt die Komplexität des EU-Stromhandels deutlich, wenn EU-Mitgliedsländer jeweils unterschiedliche Mechanismen einführen und somit auch Investitionsrisiken und Transaktionskosten für Investoren erhöhen. Eine Lösung wäre ein EU-weit harmonisierter Kapazitätsmarkt – jedoch wird ein solch koordinierter Ansatz von allen Beteiligten bisher als unwahrscheinlich angesehen. Bei Strategischen Reserven ist die Koordination hingegen einfacher.

Fazit

Eine wichtige Rolle in der derzeitigen energiepolitischen Debatte spielt die Frage, ob der deutsche Strommarkt genügend Anreize für Investitionen in Kraftwerke und deren Verbleiben am Netz bietet und somit ausreichende Versorgungssicherheit gewährleisten kann. Vorschläge, die Energieversorgung weiter abzusichern, beinhalten zum Teil umfassende Zahlungen an die Kraftwerksbetreiber – parallel zu Energieerlösen und basierend auf

²³ EU-Kommunikation vom 5. November 2013: „Vollendung des Elektrizitätsbinnenmarktes und optimale Nutzung staatlicher Intervention.“

der bereitgehaltenen Erzeugungskapazität (*Kapazitätsmärkte*). Andere Vorschläge empfehlen die Vorhaltung einzelner Kraftwerke, die nur bei Knappheit und hohen Preisen zum Einsatz kommen (*Strategische Reserve*). In der vorliegenden Studie wird untersucht, welche Faktoren zu fehlenden Investitionsanreizen führen könnten und wie ihnen entgegengewirkt werden kann. Es zeigt sich, dass eine Strategische Reserve zur Absicherung der Energieversorgung ausreicht.

Im Hinblick auf künftige Investitionen in Kraftwerke ist insbesondere noch unklar, ob die Flexibilisierung des Stromsystems (Nachfrage, Speicher etc.) zu einer ausreichenden Nachfrageelastizität führt, um mit den verschiedenen Unsicherheitsfaktoren wie Kraftwerksbau und Stilllegung umgehen zu können. Als Vorsorge sollte eine Strategische Reserve eingeführt werden, die nach dem Auslaufen der Netzreserve im Jahr 2017 wirksam wird. Sie müsste allerdings schon mit einigen Jahren Vorlauf ausgeschrieben werden.

Dabei unterscheidet sich die Strategische Reserve von der Netzreserve auch im Kriterium, nach dem die Kraftwerke in der Reserve abgerufen werden. Die Strategische Reserve kann erst ab einem klar definierten (hohen) Preis eingesetzt werden und soll damit Verzerrungen im Energiemarkt vermeiden. Im Gegensatz dazu wird die Netzreserve unabhängig vom Strommarktpreis abgerufen, sobald Netzengpässe auftreten.

Von der Schaffung eines Kapazitätsmarkts für Kraftwerke, die auch am Strommarkt teilnehmen, sollte abgesehen werden. Gründe hierfür sind die aus heutiger Sicht unklaren und komplexen Ausgestaltungsdetails von Kapazitätsmärkten, ihre potenziell hohen Verteilungswir-

kungen, ihre faktische Irreversibilität sowie tendenziell negative Auswirkungen auf Investitionen in erneuerbare Energien und Flexibilitätsoptionen.

Eine Strategische Reserve dagegen ist einfacher auszugestalten, bringt geringere Verteilungswirkungen mit sich und stärkt den Spotmarkt, was tendenziell die Anreize für Investitionen in zukünftig verstärkt erforderliche Flexibilitätsoptionen erhöht. Eine adäquat ausgestaltete Strategische Reserve könnte sich eventuell – wenn sich Speicher und Nachfrageflexibilität nicht ausreichend entwickeln – auch längerfristig als eine effektive Möglichkeit zur Absicherung des Strommarktes erweisen. Die Strategische Reserve ist eine robuste Lösung, die in Abhängigkeit von künftigen Konstellationen am Strommarkt revidiert, erweitert oder ergänzt werden kann.

Zusätzlich stellt sich die Frage, ob private Unternehmen Kraftwerke vorübergehend stilllegen und bis 2022 vorhalten werden, um dann die vorhersagbare Kapazitätsreduktion durch den Atomausstieg abzufangen. Deswegen wäre zu prüfen, ob solche Kraftwerke bis 2022 in einer Übergangsreserve als vorübergehend stillgelegt vorgehalten werden sollten. Damit könnten Unsicherheiten über die im Jahr 2023 verfügbaren Kapazitäten zu geringen Kosten gemindert werden.

Regionale Erzeugungsknappheiten ergeben sich aktuell durch Engpässe in den Übertragungsnetzen, die sich nicht im Strompreis widerspiegeln. Hierfür gibt es bis 2017 die Netzreserve, mit der Kraftwerke für Süddeutschland vorgehalten werden. Allerdings ergeben sich dabei Verzerrungen der Anreize für Betrieb und Investition. Die Netzprobleme müssen letztlich durch den Netzausbau und mit regionaler Bepreisung behoben werden.

Karsten Neuhoﬀ ist Leiter der Abteilung Klimapolitik am DIW Berlin | kneuhoﬀ@diw.de

Jochen Diekmann ist stellvertretender Leiter der Abteilung Energie, Verkehr, Umwelt am DIW Berlin | jdiekmann@diw.de

Wolf-Peter Schill ist wissenschaftlicher Mitarbeiter in der Abteilung Energie, Verkehr, Umwelt am DIW Berlin | [wschill@diw.de](mailto:weschill@diw.de)

Sebastian Schwenen ist wissenschaftlicher Mitarbeiter in der Abteilung Klimapolitik am DIW Berlin | sschwenen@diw.de

STRATEGIC RESERVE TO SECURE ELECTRICITY MARKET

Abstract: There is an ongoing discussion about whether the German electricity market offers sufficient incentives for investment in power plants and for keeping them connected to the grid, thus ensuring sufficient security of supply. Recommendations for further securing power supply include payments, some of them comprehensive, to power plant operators – in addition to energy revenues and based on their generating capacity ("capacity mechanisms"). Other

suggestions are to keep individual power plants available that are used only during times of scarcity and high prices ("strategic reserve"). The present article analyzes the various reasons that could lead to a lack of incentives for investment and the extent to which they legitimize employing capacity mechanisms or require other approaches. It is concluded that a strategic reserve would suffice for securing generation adequacy, and finally, design options are discussed.

JEL: D47, L51, Q48

Keywords: capacity mechanism, missing money, strategic reserve, Germany, renewable energy



Prof. Karsten Neuhoff, Ph.D., Leiter der Abteilung Klimapolitik am DIW Berlin

SECHS FRAGEN AN KARSTEN NEUHOFF

»Strategische Reserve – einfach und kostengünstig«

1. Herr Neuhoff, der Anteil erneuerbarer Energien nimmt immer weiter zu, gleichzeitig gehen immer mehr Kernkraftwerke vom Netz. Haben wir genügend Stromreserven für Zeiten mit Spitzenlast? Unser Stromsystem wurde gebaut, als wir noch kaum Erneuerbare hatten. Fast alle diese Kraftwerke sind jetzt noch am Netz, und einige wurden dazugebaut. Insofern haben wir auf jeden Fall genügend Erzeugungskapazität.
2. Trotzdem wird vielfach über eine grundlegende Reform des deutschen Strommarktes diskutiert. Brauchen wir die denn überhaupt? Nein. Es wird oft argumentiert, dass in den Zeiten, in denen viel Wind- und Solarstrom erzeugt wird, die Strompreise sehr gering sind und die konventionellen Kraftwerke keine Einnahmen erzielen. Es war aber auch in der Vergangenheit schon so, dass bestimmte konventionelle Anlagen meistens den Strompreis gesetzt haben und zu diesen Stunden selbst kaum einen Deckungsbeitrag erzielen konnten. In den Stunden, in denen Kraftwerke mit höheren variablen Kosten oder flexible Nachfrage den Preis setzen, werden dann Deckungsbeiträge erwirtschaftet. Das wird auch in Zukunft der Mechanismus des Strommarktes sein, mit dem die verschiedenen Kraftwerke ihre Fixkosten decken können. Wir haben aktuell größere Überkapazitäten im Netz. Da lohnt es sich sicherlich nicht, jetzt ein neues Kraftwerk zu bauen.
3. Werden die Betreiber weiter in die Bestandsanlagen investieren, wenn die Deckungsbeiträge nicht hoch genug sind? Wir haben in der Vergangenheit gesehen, dass Kraftwerksbetreiber in der Lage sind, einige Dürrephasen zu überleben, wenn sie danach wieder bessere Einnahmen erzielen können. Wir schlagen vor, eine strategische Reserve aufzubauen, um den funktionierenden Strommarkt abzusichern. Das heißt, einige Kraftwerke würden nur bei Strompreisen, die erheblich über dem

Normalen liegen, zum Einsatz kommen, sodass einerseits der Anreiz für den Erhalt von Kraftwerken erhalten bleibt und andererseits Politik und Öffentlichkeit beruhigt sein können, dass wir immer genügend Kapazität zur Verfügung haben.

4. Wie genau muss man sich diese strategische Reserve vorstellen? Das ist ein System, das in einigen anderen Ländern schon erprobt wurde. Netzbetreiber könnten zum Beispiel im Auftrag der Bundesnetzagentur Erzeugungskapazität kontrahieren. Diese Kraftwerke werden nur dann zum Einsatz kommen, wenn der Strompreis zum Beispiel über 1 000 Euro pro Megawattstunde steigt. Damit wird der Strommarkt abgesichert, ohne dass große Verzerrungen auftreten.
5. Bis zu diesem Punkt ist das für den Betreiber doch ein schlechtes Geschäft, oder? Der Kraftwerksbetreiber unterschreibt einen Vertrag mit der öffentlichen Gegenseite, mit dem die Fixkosten des Kraftwerkes gedeckt werden, und bekommt dann während der Stunden, in denen Strom abgerufen wird, nur noch einen Strompreis in Höhe seiner variablen Kosten. Insofern ist der Kraftwerksbetreiber in einer sehr risikoarmen Situation.
6. Würden die Betreiber ohne die strategische Reserve die entsprechenden konventionellen Kraftwerke abschalten? Das ist eine Frage, die so alt ist wie die Liberalisierung des Strommarktes und weltweit immer wieder diskutiert wird. Es gibt keine ganz klaren Antworten darauf. Bisher haben wir gesehen, dass die meisten liberalisierten Strommärkte auch ohne strategische Reserve funktionierten. Zugleich haben wir eine spezifische Übergangssituation. Aus diesem Grunde bietet es sich an, die Versicherung mit einer strategischen Reserve vorzuhalten, insbesondere weil sie auch recht preiswert ist.

Das Gespräch führte Erich Wittenberg.



Das vollständige Interview zum Anhören finden Sie auf www.diw.de/interview

Verteilungseffekte von Kapazitätsmechanismen: Auf den Typ kommt es an

Von Claudia Kemfert und Thure Traber

Für den Ausgleich von Schwankungen der Stromnachfrage und des Stromangebotes aus erneuerbaren Energien sind Kraftwerke nötig, die auch in kritischen Situationen sicher zur Verfügung stehen. Es wird diskutiert, ob der liberalisierte Strommarkt in der Lage ist, ausreichende Investitionen anzuregen. Vielfach werden unterstützende Instrumente gefordert. Diese auch als Kapazitätsmechanismen bezeichneten Instrumente haben je nach Typ unterschiedliche Wirkung auf Stromerzeuger und -verbraucher. Unsere Modellrechnungen zeigen, dass die Gesamtbelastungen zur Erreichung einer Reservemarge von fünf Prozent im Jahr 2020 in Deutschland zwischen 0,4 und 3,1 Milliarden Euro betragen und in Summe zu deutlichen Mitnahmeeffekten bei den etablierten Stromerzeugern führen. Dem gegenüber stehen die in dieser Untersuchung nicht quantifizierten Vorteile einer Reduktion des Risikos von Stromausfällen.

Die Energiewende in Deutschland hat zum Ziel, den Anteil erneuerbarer Energien von 23,5 Prozent am Bruttostromverbrauch im Jahr 2012 in den kommenden Jahrzehnten deutlich zu erhöhen. Mit steigendem Anteil erneuerbarer Energien wird der Anteil von Strom aus konventionellen Kraftwerken weiter sinken. Da erneuerbare Energien wie Windkraft und Solarstrom jedoch stark schwanken, verschärft sich die Frage, ob in Zukunft ausreichend Kraftwerkskapazitäten vorgehalten werden können, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.¹

Derzeit führen die zunehmenden Anteile der erneuerbaren Energien aufgrund ihrer geringeren Grenzkosten und ihres gesetzlichen Einspeisevorrangs zu sinkenden Strompreisen an der Börse. Hierdurch verschiebt sich die Merit Order – die Reihenfolge des Abrufens von Kraftwerken bei steigender Nachfrage –, sodass immer öfter konventionelle fossile Kraftwerke aus dem Markt gedrängt werden.

Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, ob die Strombörsenpreise zukünftig ausreichende Anreize geben können, um die notwendigen Kraftwerkskapazitäten zu finanzieren. Denn im derzeitigen sogenannten *Energy-Only-Markt* müssen die Kraftwerke ihre Fixkosten über die Stromerlöse in den Spitzenlastzeiten decken. Die Höhe dieser Erlöse ist aufgrund schwer prognostizierbarer Häufigkeit und Höhe von Preisspitzen höchst unsicher. Dabei ist zudem unklar, ob sehr hohe Spitzenpreise überhaupt politisch akzeptiert würden.

Die derzeit noch bestehenden Überkapazitäten werden sich im Zeitablauf jedoch verringern, sodass aufgrund heute fehlender Preissignale langfristig eine Investitionslücke entstehen kann. Aus diesem Grund werden

¹ Dieser Wochenbericht entstand im Rahmen des Projekts „Modellieren für die Energiewende – MASMIE“, welches durch die Stiftung Mercator unterstützt wird.

Kasten

Strommarktmodell

Das für die Berechnungen genutzte Modell ist eine Weiterentwicklung des EMELIE-ESY Modells (DIW DP 1268), das optimalen Kraftwerkseinsatz, gewinnmaximierende Kraftwerksinvestitionen und preiselastische Nachfrager in einem geschlossenen Marktmodell unter Berücksichtigung der internationalen Übertragungskapazitäten abbildet.

Die Optimierung umfasst in dieser Anwendung als Stützperioden die Jahrzehnte 2020 und 2030 von zehn Unternehmen in den verbundenen Märkten von Deutschland, Frankreich und Polen. Neben den exogen vorgegebenen Kapazitäten von drei Technologien erneuerbarer Energien und neun Technologien konventioneller Altanlagen, werden Investitionsmöglichkeiten in neue erdgasbasierte offene Gasturbinen, neue erdgasgefeuerte Gas- und Dampfkraftwerke, neue Steinkohlekraftwerke sowie die Modernisierung von existierenden gas- und ölgefeuerten Anlagen untersucht.

Die Nachfrage wird durch drei Typtage für winterliche Höchstlasten, für mittlere Lastsituationen in Frühjahr/Herbst und sommerliche Niedriglasten mit einer Nachfrageelastizität von jeweils $-0,5$ abgebildet. Hinzu kommt ein Typtag für die Abbildung von Extremsituationen. Für diese Extremsituatio-

nen wird unterstellt, dass ein winterlicher Höchstlasttag mit dem nahezu vollständigen Ausbleiben von Windstrom und einer entsprechenden durchschnittlichen Verfügbarkeit von lediglich 6,5 Prozent der installierten Leistung zusammenfällt und die Elastizität der Nachfrage in dieser Situation mit $-0,1$ gering ist. Dieser Situation wird mit einer Häufigkeit von 0,3 Prozent jährlich ein nur sehr geringes Gewicht in der Optimierung zugeordnet.

Die unterschiedlichen Kapazitätsmechanismen werden in der Modellierung vergleichbar gemacht, indem alle Systeme abgesehen von Extremsituationen dieselbe Sicherheitsmarge von fünf Prozent Leistungsvorhaltung gegenüber der Spitzenlast erreichen. Für die Abbildung von Kapazitätsmarkt und umfangreicher strategischer Reserve ist hierfür die Kalibrierung über die Eingabe von Kapazitätszielen erforderlich. Die Abbildung der kleinen strategischen Reserve erfolgt dagegen über die Vorgabe des Ausübungspreises von 800 Euro pro MWh und einer Dimensionierung, welche sämtliche Nachfragegebote zu diesem Preis, die nicht vom Energiemarkt gedeckt werden, bedient.

In den Berechnungen wird unterstellt, dass die Politiken in den drei betrachteten Regionen harmonisiert sind.

alternative Möglichkeiten diskutiert, wie zusätzliche Anreize zum Halten beziehungsweise zum Ausbau von Kapazitäten gesetzt werden können.

Sinkende Börsenpreise durch Überangebot

Die Strompreise am Großhandelsmarkt sowohl für Tages- als auch für Terminlieferungen liegen deutlich unter den jeweiligen Durchschnittswerten des vergangenen Jahrzehnts, während die Stromerzeugungskosten, gemessen beispielsweise an den Gaspreisen, auf hohem Niveau liegen. Die Entwicklung der Terminpreise lässt sich beispielhaft an den Preisen für das Produkt *Baseload Future* ablesen, die in den letzten fünf Jahren an der Strombörse European Energy Exchange (EEX) im Voraus gehandelt wurden. Diese repräsentieren die sich ändernden Preiserwartungen der Marktteilnehmer für den durchschnittlichen Strompreis für gleichmäßige Lieferungen im Jahr 2014 und sanken von einem Spitzenpreis von rund 95 Euro pro MWh Mitte 2008 auf einen Preis von gegenwärtig unter 40 Euro.

Allerdings reichen am Strommarkt Terminprodukte mit aussagekräftigem Handelsvolumen lediglich drei Jahre in die Zukunft, sodass für den entscheidenden Zeit-

raum bis zum Jahr 2023 keine relevanten Marktdaten vorliegen. Es ist jedoch abzusehen, dass der derzeitige starke Rückgang des Strompreises nicht dauerhaft sein wird. Durch die Reduktion von Kraftwerkskapazitäten wird der Strompreis an der Börse zukünftig tendenziell wieder steigen.

Im Zuge der Energiewende werden auch langfristig – nach den Szenarien der Bundesregierung ab dem Jahr 2030² – Kohlekraftwerke mit geringen variablen Kosten nur noch eine untergeordnete Rolle spielen. Vielmehr werden überwiegend Gaskraftwerke, Biomassekraftwerke oder nachfrageseitige Maßnahmen sowie Speicherlösungen die Großhandelspreise bestimmen und diese aufgrund ihrer hohen variablen Kosten wieder steigen lassen.

In den kommenden Jahren werden – überwiegend im Zeitraum von 2015 bis 2022 – nach und nach Atomkraftwerke im Umfang von insgesamt zwölf Gigawatt vom Netz gehen. Zudem werden altersbedingt und aufgrund von Umweltregelungen Kohlekraftwerkskapazitäten in einer Größenordnung von etwa zehn Gigawatt vom Netz

² EWI, GWS, Prognos (2011): Energieszenarien der Bundesregierung 2011.

gehen. Werden zusätzlich weitere fossile Kraftwerke in nennenswerten Umfang abgeschaltet, könnte sich im Jahr 2025 laut ENTSO-E SOAF 2012 ein Leistungsdefizit von fünf Gigawatt ergeben, wenn Deutschland keine gesicherte Leistung durch das Ausland bezieht.³

Kapazitätsmechanismen in der Diskussion

Um Versorgungssicherheit zu gewährleisten, werden verschiedene Modelle zur Sicherung ausreichender Kapazitäten diskutiert. Erfahrungen aus anderen Ländern wie Kolumbien und einigen Staaten der USA zeigen, dass es zu erheblichen Mitnahmeeffekten in Form von *Windfall-Profits* kommen kann.⁴ Um dies zu vermeiden, sollte das Marktdesign vor der Einführung neuer Mechanismen sorgfältig geplant werden.

In Deutschland werden insbesondere eine Strategische Reserve (SR), verschiedene Formen eines zentralen Kapazitätsmarktes (KM) und ein durch Leistungsverpflichtungen etablierter dezentraler Kapazitätsmarkt diskutiert. Ein ähnlicher Ansatz ist in Frankreich seit 2012 durch eine Verordnung verankert und wird im Folgenden als Leistungszertifikatemarkt (LM) bezeichnet. Dieser entsteht durch Verpflichtung der Lieferanten zur Absicherung ihrer Kunden im vom Regulierer festgelegten Umfang.⁵ Das System der Strategischen Reserve sieht vor, dass ein Regulierer oder der Netzbetreiber die Bereitstellung von Reservekapazitäten ausschreibt, die bei Zuschlag vertraglich bindend verfügbar zu halten sind und nur in kritischen Situationen aktiviert werden. Hingegen entwickelt ein zentraler Kapazitätsmarkt neben dem Energy-Only-Markt einen zweiten Markt, auf dem im Rahmen von Auktionen die insgesamt benötigte gesicherte Leistung von einer systemverantwortlichen Partei (beispielsweise dem Übertragungsnetzbetreiber) nachgefragt und von den Kraftwerksbetreibern angeboten wird. Für die Kraftwerksbetreiber ergeben sich daraus über diesen Zeitraum sichere zusätzliche Einnahmen.

Grundlegende Unterschiede zwischen diesen Ansätzen bestehen in der Rolle des Regulierers und dem Einsatz der durch die verschiedenen Mechanismen geförderten Anlagen. Während bei einer Strategischen Reserve oder in einem zentralen Kapazitätsmarkt der Regulie-

Tabelle

Elemente der abgebildeten Kapazitätsmechanismen

	Umfangreiche Reserve (UR)	Zentraler Kapazitätsmarkt (KM)	Leistungszertifikatemarkt (LM)
Regulierer		definiert Extremsituation definiert Kapazitätsziel schätzt Kapazität schätzt Nachfrage erhebt Abgabe	setzt Kapazitätsmarge verifiziert Nachfrage verifiziert Nachfrage
Kraftwerkeinsatz: Extremsituation Normalsituation	ja nein	ja	ja bis auf Marge

Quelle: Darstellung des DIW Berlin.

© DIW Berlin 2013

rer eine für die Versorgungssicherheit angestrebte Zielgröße beispielsweise in Form einer gesicherten Reserve- oder Gesamtsystemleistung festlegt, wird im Leistungszertifikatemarkt eine Marge vorgeschrieben, die einen Anteil an der erwarteten Höchstleistung bestimmt, den die Stromanbieter als Reserve vorhalten müssen.

Sowohl strategische Reserve als auch der hier untersuchte Leistungszertifikatemarkt sehen weiterhin vor, dass der Regulierer vorab die Extremsituationen für den Einsatz der Anlagen definiert. In normalen Hochlastzeiten sind in beiden Systemen Reserven vorzuhalten. Im Leistungszertifikatemarkt können die Anlagen außerhalb von Hochlastzeiten jedoch weitgehend frei am Markt verwendet werden. Im Gegensatz dazu stehen die Anlagen der Strategischen Reserve für den Großhandelsmarkt bis auf Extremsituationen nicht zur Verfügung. Keinerlei Einschränkungen des Kraftwerkeinsatzes sieht hingegen ein einfacher Kapazitätsmarkt vor, die Kapazitätzahlungen verpflichten im Gegenteil dazu, die Anlagen uneingeschränkt einsatzbereit zu halten. Die Festlegung eines Auslöskriteriums ist für die hier untersuchten Systeme mit Strategischer Reserve und mit Leistungszertifikatemarkt zentral und weiterhin in der Diskussion.

Wirkungsunterschiede auf Verbraucher und Erzeuger

Am DIW Berlin wurde ein Modell des Strommarktes in Deutschland entwickelt, das die Abbildung von Kapazitätsmechanismen mit unterschiedlicher Ausprägung erlaubt (Tabelle). Hierzu werden die Ergebnisse beim Einsatz der drei Systeme jeweils mit den Ergebnissen verglichen, die sich bei Fortführung des gegenwärtigen Energy-Only-Marktes einstellen.

³ ENTSO-E (2013): Scenario Outlook & Adequacy Forecast 2013-2030. Brüssel; vgl. Beitrag von Kunz, F. et al. in diesem Wochenbericht.

⁴ Beckers, T., Hoffrichter, A., von Hirschhausen, C. (2012): Internationale Erfahrungen mit Kapazitätsinstrumenten und Schlussfolgerungen für die deutsche Diskussion. Studie der TU Berlin im Rahmen eines vom WWF Deutschland finanzierten Projekts, Dezember 2012, Berlin.

⁵ Die Vorschläge von VKU und BDEW sehen keine von einem Regulierer vorgeschriebene Reservevorhaltung vor, sondern diskutieren Strafen bei Abweichungen von der geplanten Leistungsvorhaltung. Vgl. Beitrag von Neuhoft, K. et al. in diesem Wochenbericht.

Eine Vergleichbarkeit der Mechanismen wird durch die Einhaltung einer einheitlichen Reservemarge von fünf Prozent und einer einheitlich definierten Extremsituation erreicht. Als Extremsituation wird der Fall verwendet, indem das Angebot von Windstrom in der winterlichen Hochlastphase auf ein Minimum reduziert ist. Hierdurch erhalten wir eine Strategische Reserve von großem Umfang, die im Folgenden als umfangreiche Reserve (UR) bezeichnet wird.

Für die Modellierung einer umfangreichen Reserve (UR) und des zentralen Kapazitätsmarktes (KM) wird folglich angenommen, dass der Regulierer ein Kapazitätsziel festlegt und entsprechende Kapazitäten kontrahiert. Im Falle der UR sind dies Kapazitäten im Umfang der Differenz von Kapazitätsziel und der durch den Energiemarkt bereitgestellten Kapazitäten.⁶ Im Falle des KM werden sämtliche existierende Kapazitäten kontrahiert und mit der von der teuersten zur Erreichung des Kapazitätsziels eben noch notwendigen Anlage benötigten Vergütung ausgestattet.

Im Gegensatz zu UR und KM wird für die Modellierung des LM unterstellt, dass der Regulierer direkt eine Reservemarge festlegt, die die Vorhaltung einer bestimmten Leistung gegenüber der in normalen Hochlastzeiten im Energiemarkt angebotenen Leistung vorschreibt. Da ein Angebot auf dem Energiemarkt zu Hochlastzeiten eine wirksame Leistungsvorhaltungspflicht auslöst, berechnen im LM-Modell die Erzeuger die Kosten der Leistungsvorhaltung in ihre Gebote am Energiemarkt mit ein, und es kommt zu zeitlich differenzierten Aufschlägen auf die Grenzkosten.

Entsprechend wird angenommen, dass die Kosten von den Anbietern verursachergerecht gewälzt und somit die Verbraucher zeitlich differenziert zu Leistungseinsparungen angereizt werden. Damit finanziert sich der LM eigenständig. Für die Finanzierung des KM und der UR wird dagegen die Erhebung einer Abgabe auf den Verbrauch notwendig.⁷

Ausblick auf den Energy-Only-Markt

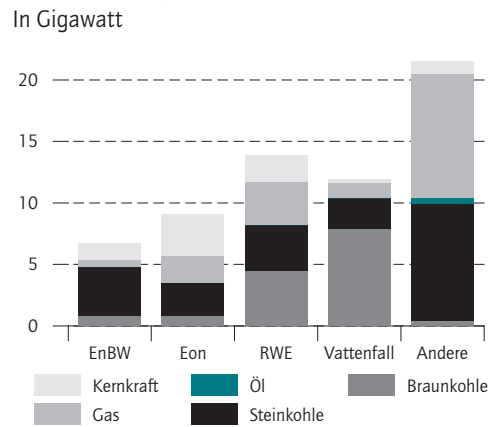
Grundlage der Modellierung sind die im Jahr 2020 verbleibenden konventionellen Kraftwerke mit den sehr unterschiedlichen Kraftwerksportfolios der größten Unternehmen, die durch Braunkohle (Vattenfall), teilweise durch Steinkohle (EnBW) beziehungsweise

⁶ Im Anschluss werden ergänzend Ergebnisse für die Einführung einer Strategischen Reserve in weit geringerem Umfang dargestellt, die sich stärker an Vorschlägen der politischen Diskussion orientiert.

⁷ Es wäre auch eine Finanzierung über Anteile an der Spitzenlast denkbar. Dies würde eine stärker verursachergerechte Kostenbelastung bewirken, jedoch einen vermehrten Verwaltungsaufwand insbesondere durch Kontrollkosten bedeuten.

Abbildung 1

Verbleibende konventionelle Kraftwerkskapazitäten im Jahr 2020



Quelle: Berechnungen des DIW Berlin.

© DIW Berlin 2013

Es gibt erhebliche Unterschiede in den Kraftwerksportfolios herkömmlicher Erzeuger.

se durch Kernenergie oder Gas (Andere) geprägt sind (Abbildung 1).

Diese Kapazitäten stellen zusammen mit den Kapazitäten der erneuerbaren Energien die Grundlage für die Berechnung der Investitionen in zusätzliche konventionelle Kraftwerke im Energy-Only-Markt dar.⁸ Bei Beibehaltung dieses reinen Energiemarktregimes erhalten wir in der Simulation für Deutschland Investitionen in der Periode bis 2020 in Höhe von 453 Megawatt in Instandhaltungsmaßnahmen von konventionellen Öl- und Gaskraftwerken. Demnach spielen in diesem Regime Investitionen in Steinkohlekraftwerke in Deutschland keine Rolle. Das System des reinen Energiemarktes führt weiterhin zu durchschnittlichen Stromgroßhandelspreisen von 56 Euro pro MWh, mit Spitzenpreisen, die einmal jährlich 1 250 Euro pro MWh erreichen.

Unterschiedliche Wirkung auf Investitionen

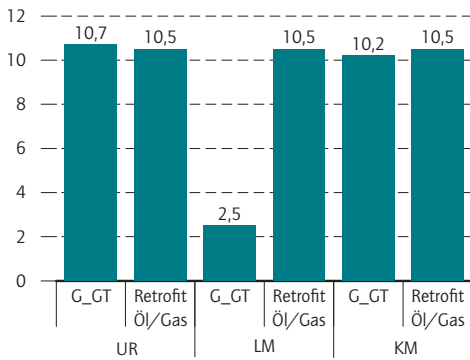
Die Instrumente entfalten sehr unterschiedliche Wirkung in Hinblick auf den Neubau von Kraftwerken (Abbildung 2).

Während alle Mechanismen zu einer vollständigen Modernisierung von Öl- und Gaskraftwerken an der Altersgrenze führen (10,5 Gigawatt), zeigen sich beim Umfang der benötigten Neuinvestitionen deutliche Unterschiede

⁸ BMU (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global.

Abbildung 2

Zusätzliche von unterschiedlichen Kapazitätsmechanismen ausgelöste Investitionen in konventionelle Kraftwerkskapazitäten 2020
In Gigawatt



Quelle: Berechnungen des DIW Berlin.

© DIW Berlin 2013

Eine verursachergerechte Finanzierung kann erhebliche Investitionen ersetzen.

zwischen umfangreicher Reserve und zentralem Kapazitätsmarkt einerseits und dem dezentralen Leistungszertifikatemarkt andererseits. Während KM und UR Neuinvestitionen in offene Gaskraftwerke in Höhe von 10,2 bis 10,7 Gigawatt benötigen, erhalten wir im System des LM einen Bedarf an zusätzlichen Gasturbinen in Höhe von lediglich 2,5 Gigawatt zur Gewährleistung der vorgegebenen Sicherheitsmarge von fünf Prozent.

Dieser deutlich verminderte Kapazitätsbedarf des LM liegt darin begründet, dass dieser dem Energiemarkt Leistung zu Spitzenlastzeiten entzieht und dadurch höhere Preise und insbesondere stärkere Preisspitzen entstehen. Hierdurch wird gegenüber den anderen Systemen eine Verringerung der Nachfrage zu Spitzenlastzeiten angereizt, die wiederum zu einem geringeren Bedarf an gesicherter Leistung führt.

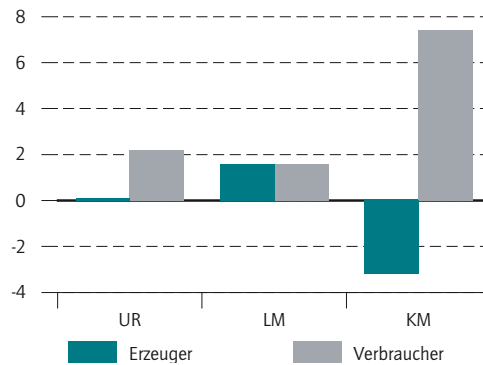
Veränderte Preisstrukturen zu erwarten

Die untersuchten Ansätze lassen unterschiedliche Wirkungen auf die Stromverbraucher und die Stromerzeuger erwarten (Abbildung 3).

Es zeigt sich, dass der Leistungsmarkt eine moderate, für beide Gruppen identische Steigerung der Preise bewirkt. Demgegenüber führen die umfangreiche Reserve sowie der zentrale Kapazitätsmarkt durch die notwendige Abgabe zur Finanzierung zu einer Spreizung der Preise. Die in der Modellierung be-

Abbildung 3

Wirkungen der unterschiedlichen Kapazitätsinstrumente auf die Erzeuger- und Verbraucherpreise 2020
In Euro je Megawattstunde



Quelle: Berechnungen des DIW Berlin.

© DIW Berlin 2013

Durch einen umfassenden Kapazitätsmarkt ist eine deutliche Senkung der Erzeugerpreise zu erwarten.

rechnete Finanzierungsabgabe beläuft sich für die UR auf 2,2 Euro pro MWh und für den zentralen KM auf 10,6 Euro pro MWh. Dies führt im Fall des KM zu einer deutlichen Senkung des Erzeugerpreises im Umfang von 3,2 Euro pro MWh gegenüber einem Energy-Only-Markt, während sich bei Umsetzung einer umfangreichen Reserve ein kaum nennenswerter Effekt auf die durchschnittlichen Erzeugerpreise ergibt.

Die verbraucherpreistreibende Wirkung entsteht im zentralen KM ausschließlich durch die nötigen Abgaben, welche die Dämpfung der Erzeugerpreise durch höhere verfügbare Kapazitäten übersteigen. Im LM entstehen dagegen Verbraucherpreissteigerungen direkt durch höhere Erzeugerpreise. Im Falle UR entsteht die Erhöhung des Verbraucherpreises aus einer Kombination beider Einflüsse. Neben der nötigen Abgabe wirken geringfügig höhere Erzeugerpreise, die durch den Entzug von auf dem Energiemarkt nutzbarer Kapazität in Normalsituationen entstehen.

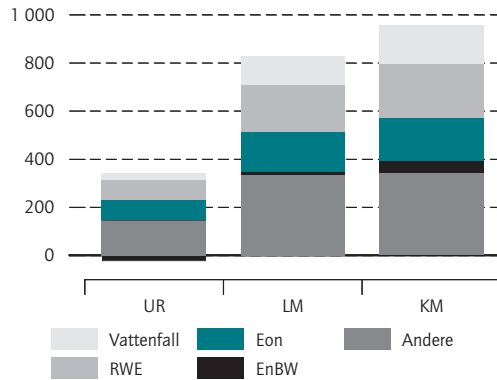
Mitnahmeeffekte bei etablierten Stromerzeugern

Durch den Einsatz der Instrumente werden die Erlöse der konventionellen Stromerzeuger aufgrund von Änderungen der Preise auf dem Stromgroßhandelsmarkt und gegebenenfalls zusätzlichen Erlösen auf dem Kapazitäts- oder Leistungsmarkt beeinflusst. Zur Darstel-

Abbildung 4

Wirkung der Kapazitätsmechanismen auf die Gewinne konventioneller Stromerzeuger 2020

In Millionen Euro pro Jahr



Quelle: Berechnungen des DIW Berlin.

© DIW Berlin 2013

Die Wirkung auf die Gewinne der Unternehmen sind stark vom Typ des Kapazitätsmechanismus abhängig.

lung dieser Effekte verwenden wir im Folgenden den Gewinn, definiert als Differenz der gesamten Erlöse und gesamten Kosten, die die kurzfristigen Erzeugungskosten und die Kosten von Investitionen beinhalten.

Die so definierten Gewinne der etablierten Kraftwerksbetreiber werden von den Instrumenten in deutlich unterschiedlichem Umfang beeinflusst. Dies zeigt sich in den Ergebnissen für die größten konventionellen Stromerzeuger im Jahr 2020 gegenüber den jeweiligen Gewinnen im Energy-Only-Marktregime (Abbildung 4).

Bei Einführung einer umfangreichen Reserve erzielen die meisten konventionellen Erzeuger verhältnismäßig moderate zusätzliche Gewinne im Umfang von 319 Millionen Euro. Dabei kann es aber auch wie im Fall der EnBW zu Gewinneinbußen kommen, wenn sich die Preisstruktur durch den Einsatz der strategischen Reserve in der Extremsituation für das betreffende Unternehmen insgesamt ungünstig entwickelt. Demgegenüber verbessern sich die Gewinne bei Einführung eines LM mit 829 und bei Einführung eines zentralen KM mit 958 Millionen Euro in deutlich größerem Ausmaß.

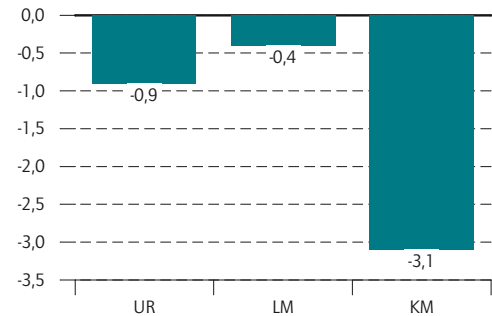
Gesamteffekte auf die sektorale Wohlfahrt

Die bei Einführung der verschiedenen Instrumente zu erwartenden Gesamteffekte setzen sich aus den Wirkungen auf den Nutzen der Verbraucher, auf die Reduzie-

Abbildung 5

Wirkung auf die sektorale Wohlfahrt gegenüber dem Energy-Only-Markt¹

In Milliarden Euro pro Jahr



¹ Ohne Berücksichtigung des Risikos von Stromausfällen.

Quelle: Berechnungen des DIW Berlin.

© DIW Berlin 2013

Die Belastungen des Sektors können bei ungünstiger Ausgestaltung über drei Milliarden Euro ausmachen.

rung des Risikos von Stromausfällen sowie auf die Gesamtkosten auf Erzeugerseite zusammen. Dabei lässt sich die Wirkung auf das Risiko von Stromausfällen aufgrund des Einflusses von stochastischen Zusammenhängen von Nachfrage und Erzeugung nur schwer quantifizieren. Da diese Größe in den Berechnungen durch die Vorgabe derselben Sicherheitsmarge für die untersuchten Instrumente jedoch vergleichbar ist, beschränken wir uns im Folgenden auf die Darstellung der Effekte auf den monetär bewerteten Nutzen der Verbraucher und auf die Gesamtkosten und stellen sie der Wohlfahrt des reinen Energiemarktes gegenüber (Abbildung 5).

Es zeigt sich, dass alle Mechanismen zu einer Reduktion der Wohlfahrt führen, wenn vermiedene Risiken von potentiellen Systemausfällen nicht berücksichtigt werden. Im Vergleich der Mechanismen zur Etablierung einer Reservemarge von fünf Prozent entsteht jedoch mit 3,1 Milliarden Euro die größte Wohlfahrtsbelastung im Fall der Einführung eines zentralen Kapazitätsmarktes. Die Belastung der Wohlfahrt wäre dagegen bei Einführung einer umfangreichen Reserve mit 900 Millionen Euro jährlich weit geringer. Im Jahr 2020 fallen die negativen Wohlfahrtseffekte mit 400 Millionen Euro jedoch im Rahmen der Einführung eines Leistungszertifikatemarktes am geringsten aus, denn die Unternehmen bekommen die Möglichkeit, Reservekapazitäten in normalen Situationen dem Markt zur Verfügung zu stellen, und die erforderliche Systemkapazität kann durch verursachergerechte Einpreisung deutlich reduziert werden.

Zu beachten ist, dass in der Berechnung wie erwähnt die etwaigen nur sehr schwer abschätzbaren positiven Effekte durch eine Reduktion des Risikos von möglichen Systemausfällen nicht berücksichtigt werden und andererseits sehr unterschiedliche Umsetzungskosten in Bezug auf Informationsbeschaffung und Kontrolle entstehen können. Es lässt sich jedoch festhalten, dass durch die Einführung eines einfachen Kapazitätsmarktes in Deutschland die erwarteten Kosten von Systemausfällen im Jahr 2020 um mindestens 3,1 Milliarden Euro jährlich sinken müssten, um einen gesamtwirtschaftlichen Vorteil zu erzielen. Für den Leistungszertifikatemarkt und die umfassende Reserve liegen die entsprechenden Werte mit 0,4 und 0,9 Milliarden Euro jährlich weit darunter.

Die Strategische Reserve belastet Erzeuger und Verbraucher nur wenig

In der Diskussion in Deutschland ist neben der Einführung von Mechanismen zur Erreichung einer gesicherten Anlagenkapazität oder einer gewissen Reservemarge eine Strategische Reserve von vergleichsweise geringem Umfang mit entsprechend begrenzter Wirkung auf das Risiko von Stromausfällen (SR).⁹ Zur Abschätzung dieser Option wurde in der Modellierung angenommen, dass die Strategische Reserve einen Umfang annimmt, der ausreicht, um bei einem Einsatz zu einem Strombörsenpreis von 800 Euro je MWh die gesamte zu diesem Preis nicht vom Energiemarkt gedeckte Nachfrage erfüllen zu können. In diesem System stellt sich folglich der Auslösungspreis von 800 Euro je MWh als Preisgrenze ein.

Hierdurch kommt es im Rahmen der getroffenen Annahmen zu einer strategischen Reserve im Umfang von 3,6 Gigawatt im Jahr 2020, die vollständig durch Instandhaltung von alten Öl- und Gasanlagen gedeckt wird. Insgesamt führt die strategische Reserve im Jahr 2020 zu einer Ausweitung dieser Instandhaltungsinvestitionen um 3,4 Gigawatt. Somit werden dem Energiemarkt in normalen Situationen im Vergleich mit dem Energy-Only-Markt 0,2 Gigawatt Instandhaltungsinvestitionen entzogen.

Abgesehen von Extremsituationen ändern sich die Erzeugerpreise jedoch nur unerheblich, sodass die Verbraucherpreise weitestgehend nur durch die zur Finanzierung der Reserve benötigte Abgabe von 0,13 Euro pro MWh belastet werden. Folglich ergeben sich insgesamt sehr geringe Wohlfahrtsänderungen gegenüber dem Energy-Only-Markt. Diese betragen in Deutschland im Jahr 2020 lediglich 93 Millionen Euro.

Fazit

In der Diskussion über die Einführung von Kapazitätsmechanismen zur Gewährleistung einer gesicherten Stromversorgung im Erzeugungsbereich werden unterschiedliche Vorschläge genannt. Am DIW Berlin wurde zur Untersuchung von Verteilungswirkungen ein umfassender zentraler Kapazitätsmarkt (KM), ein Leistungszertifikatemarkt auf Basis von Leistungsverpflichtungen entsprechend der französischen Planungen (LM) sowie Varianten eines Reservemodells untersucht (UR,SR).

Der zentrale Kapazitätsmarkt führt zu erheblichen Mitnahmeeffekten durch zusätzliche Gewinne der Kraftwerksbetreiber (*Windfall-Profits*), Strompreissteigerungen und Wohlfahrtsverlusten bei Verbrauchern gegenüber anderen Kapazitätsmechanismen, die dasselbe Ziel erreichen. Der Leistungszertifikatemarkt und auch eine umfangreiche Reserve, die nur in Extremsituationen zum Einsatz kommt, führen im Vergleich zu deutlich geringeren Belastungen. Durch diese Instrumente ergeben sich positive Gesamtwirkungen, wenn die erwarteten Kosten von Ausfällen durch den LM um mindestens 400 und durch die umfangreiche Reserve um mindestens 900 Millionen Euro jährlich gesenkt werden können. Letztlich führt die Einführung einer strategischen Reserve von geringem Umfang in der Modellierung zu entsprechend geringen Wirkungen auf Verbraucher und Erzeuger in Höhe von 93 Millionen Euro, garantiert jedoch kein vorgegebenes Niveau an Sicherheit.

In der Modellierung führt eine verursachergerechten Kostenlegung im Rahmen des LM zu einer deutlichen Nachfrageanpassung, die die Belastungen durch dieses Instrument stark begrenzt. Der LM macht allerdings die Definition einer Höchstlastperiode mit Erfassung der Erzeugung aller Anbieter oder der Last aller Nachfrager mindestens zu dieser Höchstlast notwendig. Dies könnte insbesondere in Bezug auf die Berücksichtigung ausländische Anbieter und Nachfrager zu Problemen führen.

Weitere Probleme können durch Marktmacht, politische Einflussnahme von Lobbygruppen, asymmetrische Einführung in den Ländern und mangelnde Konformität mit dem Rechtsrahmen entstehen. Das Problem der Marktmacht erscheint dabei insbesondere bei der Einführung eines LM relevant, da der Zertifikatemarkt für Kapazitäten in Spitzenlastzeiten von einigen wenigen Akteuren dominiert werden kann und eine marktmachtbedingte Preisbeeinflussung zu befürchten ist. Ein Vorteil des LM beruht nämlich auf der zeitlich hohen Differenzierung der Leistungsmarktpreise durch einen kontinuierlichen Handel und nicht auf nur sporadischen, beispielsweise jährlichen Auktionen wie

⁹ Vgl. Beitrag von Neuhoﬀ, K. et al. in diesem Wochenbericht.

bei SR/UR und KM, in denen sich eine hohe Liquidität bündeln lässt. Geringe Liquidität kann jedoch Markt-machtausübung begünstigen. Dieses Problem scheint insbesondere dann relevant, wenn kein einheitlicher internationaler Markt geschaffen und keine günstigen nachfrageseitigen Maßnahmen genutzt werden können.

Weiterhin ist bei der Wahl des Instrumentes die Beeinflussung der Politik durch Lobbygruppen zu befürchten, da die verschiedenen Instrumente Verbraucher und Unternehmen höchst unterschiedlich belasten. Zudem sind durch Instrumente, die die Investitionen und den Kraftwerkseinsatz erheblich beeinflussen, Verzerrungen des internationalen Stromhandels zu erwarten. Die EU-Kommission erarbeitet aus diesem Grund gegenwärtig Leitlinien, die die koordinierte Planung und Einfüh-

rung von Kapazitätsmechanismen fördern und damit marktverzerrende Auswirkungen verhindern sollen. Zudem sollte eine stärker internationalisierte Erzeugung und die Teilnahme von erneuerbaren Energien und Lastmanagement bei der Ausgestaltung bedacht werden.

Es ist weiterhin zu beachten, dass die Einführung eines umfassenden Kapazitätsmarktes auf den Übergang zu einem System hinausläuft, das langfristig vollständig auf Grenzkostenpreisbildung (Merit-Order) im Strommarkt basiert und in dem die Investitionserfordernisse zum Großteil politisch entschieden werden. Im Fall einer langfristigen Umsetzung eines umfassenden Kapazitätsmarktkonzepts wäre daher ein deutlicher Rückschritt bei der Liberalisierung der kontinentaleuropäischen Energiemärkte zu befürchten.

Claudia Kemfert ist Leiterin der Abteilung Energie, Verkehr, Umwelt am DIW Berlin | ckemfert@diw.de

Thure Traber ist wissenschaftlicher Mitarbeiter in der Abteilung Energie, Verkehr, Umwelt am DIW Berlin | ttraber@diw.de

DISTRIBUTIONAL EFFECTS OF CAPACITY MECHANISMS: TYPE MATTERS

Abstract: In order to compensate for fluctuations in electricity demand as well as electricity supply from renewables, power plants are required that are reliably available, even in critical situations. Besides an ongoing discussion whether the liberalized electricity market is capable of stimulating sufficient investment, there are frequent calls for supporting instruments. Depending on their type, these instruments, also known as capacity mechanisms, have different effects on electricity

producers and consumers. Model calculations prepared by DIW Berlin demonstrate that the total burden for achieving a defined safety margin in 2020 in Germany is between 0.4 and 3.1 billion euros and that overall, it leads to considerable free-rider effects on the part of the established electricity producers. This burden is potentially offset by advantages from the reduction of the risk of blackouts, which are difficult to quantify.

JEL: C63; D47; D61

Keywords: electricity market; capacity mechanism; investment

Mittelfristige Strombedarfsdeckung durch Kraftwerke und Netze nicht gefährdet

Von Friedrich Kunz, Clemens Gerbaulet und Christian von Hirschhausen

Trotz des Atommoratoriums aus dem März 2011 ist die Versorgungssicherheit des deutschen Stromsystems bisher nicht gefährdet gewesen und auch für das kommende Jahrzehnt ist keine Gefährdung abzusehen. Derzeit hat das System aufgrund des Zubaus konventioneller Kraftwerke sowie der erneuerbaren Energieträger hohe Überkapazitäten, welche zu niedrigen Großhandelsstrompreisen und hohen Exportüberschüssen führen. Derzeit werden die Überkapazitäten auf fünf bis zehn Gigawatt geschätzt. Die nach dem Atommoratorium im März 2011 eingeführte *Netzreserve* hat dazu beigetragen, dass auch netzseitig aufgetretene Engpässe beherrschbar waren. Mit der Reservekraftwerksverordnung (ResKV) vom Juni 2013 ist auch für die nächsten Jahre vorgesorgt. Unterschiedliche Analysen der mittelfristigen Kapazitätssituation in Deutschland legen nahe, dass das zu erwartende Leistungsdefizit beziehungsweise -überschuss gering sein wird. Auch regionale Netzengpässe sind beherrschbar, insbesondere in Süddeutschland: Modellrechnungen zeigen, dass selbst bei pessimistischen Annahmen bezüglich Netz- und Kraftwerksausbau das System sicher zu betreiben ist. Deutschlandweit stellt sich die gesamte Kapazitätssituation somit als beherrschbar dar; daher erscheint ein Systemwechsel in Richtung Kapazitätsmärkte als derzeit nicht notwendig.

Die Kapazitätsentwicklung sowie Instrumente zur Gewährleistung von Versorgungssicherheit müssen kompatibel mit den Zielen der Energiewende sein. Diese umfassen unter anderem den endgültigen Atomausstieg bis spätestens 2022, die weitestgehend mögliche Dekarbonisierung der Stromerzeugung sowie die Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung auf mindestens 50 Prozent im Jahr 2030, beziehungsweise 80 Prozent im Jahr 2050. Trotz des kurzfristig anberaumten Atommoratoriums vom März 2011, welches zur sofortigen Schließung von sechs Kernkraftwerken führte, und des konsequenten Ausbaus der erneuerbaren Energien hat sich das deutsche Stromsystem bisher als stabil erwiesen. Auch der gegenüber früheren Planungen leicht verzögerte Netzbau hat sich als unkritisch erwiesen. Nun steht die deutsche Elektrizitätswirtschaft mit den absehbaren Abschaltungen von Kernkraftwerken, beginnend im Dezember 2015, vor einer weiteren Herausforderung. Bis Dezember 2022 sollen zwölf Gigawatt Kernkraftwerkskapazität abgeschaltet und der CO₂-Ausstoß des deutschen Kraftwerksparks drastisch gesenkt werden, um die Ziele zur Reduktion der Treibhausgasemissionen zu erreichen.

Das bisherige Marktdesign und somit auch die Berechnungen des Netzentwicklungsplans treffen die Annahme einer deutschlandweiten „Kupferplatte“, bei der es auf Grund ausreichender Übertragungsnetzkapazitäten keine Netzengpässe gibt; somit wird die gesamte in den Markt gebotene Kraftwerkskapazität unabhängig von ihrer regionalen Verteilung berücksichtigt. Neben einer deutschlandweiten Analyse der Kapazitäten ist aber auch ein regionalisierter Ansatz notwendig, liegt doch in Süddeutschland ein besonderer Schwerpunkt sowohl des Atomausstiegs als auch der Stromnachfrage. Für eine solche Regionalanalyse bedarf es eines integrierten Strommarkt- und -netzmodells sowie einer disaggregierten Szenarienanalyse. Der vorliegende Beitrag ergänzt somit die aktuelle Diskussion zu Kapazitätsinstrumenten durch quantitative Szenarien zur Entwicklung des deutschen Stromsystems bis zum Jahr 2023, das heißt bis nach dem vollzogenen Ausstieg aus der

Kernenergie.¹ Die Betrachtung bezieht sowohl Stromangebot und Stromnachfrage als auch die Situation der Übertragungsnetze aufgrund regionaler Spezifika ein.

Versorgungssicherheit in der Vergangenheit: Monopole erzeugten Überkapazitäten

In allen Strommärkten spielt die Sicherung allzeit ausreichender Erzeugungskapazitäten eine zentrale Rolle. Versorgungssicherheit stellt insbesondere unter Einbeziehung des Netzbereiches ein sogenanntes *öffentliches Gut* dar, welches nicht von einem wettbewerblichen Markt zur Verfügung gestellt wird. Vielmehr benötigt die Sicherung der Versorgungssicherheit einen institutionellen Rahmen, bei dem sowohl kurzfristige Systemstabilität (system security) als auch die langfristige Versorgungssicherheit (system adequacy) gewährleistet sind. Dabei spielt auch die Entwicklung des Stromnetzes eine Rolle.

Im vergangenen Jahrhundert wurde die Versorgungssicherheit in Deutschland durch unterschiedliche Kapazitätsinstrumente gewährleistet: Zu Zeiten vertikal integrierter Energieversorgung (1935–1998) wurde den Stromerzeugern durch die Gewährleistung von Gebietsmonopolen praktisch freie Hand bei der Ausgestaltung ihrer Kraftwerkskapazitäten gegeben. Auskömmliche Monopolrenten sicherten ein überhöhtes Maß an Versorgungssicherheit zu Lasten der Stromverbraucher. Ein Vorteil im alten System bestand in der koordinierten Planung aus einer Hand, insbesondere an der Schnittstelle zwischen Kraftwerksstandorten und Netzgestaltung.

Auch nach der Liberalisierung der Stromwirtschaft im Jahr 1998 verfügten die Energieversorger über Finanzierungsquellen zum Erhalt von Versorgungssicherheit: Zum einen konnten aufgrund der oligopolistischen Marktstruktur relativ hohe Preise am Großhandelsmarkt erzielt werden, welche zur Refinanzierung von Kapazitäten eingesetzt werden konnten. Darüber hinaus gewährleistete auch die freie Zuteilung von CO₂-Zertifikaten ab dem Jahr 2005 in Verbindung mit der Einführung des CO₂-Emissionshandels den Energieversorgern erhebliche Renten.

Reservekraftwerksverordnung (ResKV) vom Juni 2013 gewährleistet derzeit Versorgungssicherheit

Mit dem Auslaufen der Monopolstrukturen und der vertikalen Trennung zwischen Stromerzeugung und Netzbetrieb musste ein neues institutionelles Arrangement

¹ Dieser Wochenbericht entstand im Rahmen des Projekts „Modellieren für die Energiewende – MASMIE“, welches durch die Stiftung Mercator unterstützt wird.

zur Planung der Versorgungssicherheit gefunden werden. Nach einer gescheiterten Phase der Selbstverpflichtungen zu Beginn des vergangenen Jahrzehnts ging die Verantwortung für die Netzregulierung mit dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) von 2005 an die Bundesnetzagentur (BNetzA) über. Seit der EnWG-Novelle 2011 ist die BNetzA auch mit der Erstellung von Szenario-rahmen für die Stromkapazitäten sowie von Bundesbedarfsplänen im Netzbereich betraut; der Planungshorizont beträgt dabei zwei Jahrzehnte.

Angesichts des bereits im Jahr 2000 beschlossenen Atomausstiegs und der auch hierdurch induzierten Neubauten konventioneller Kraftwerke sind die heute beobachteten Überkapazitäten und auch die aktuellen, historisch niedrigen Großhandelsstrompreise zu erklären. Der Preiseffekt wird dabei durch den Ausbau erneuerbarer Energien verstärkt. Somit konnte auch die kurzfristig anberaumte Abschaltung von sechs Atomkraftwerken im März 2011 vom Sektor unproblematisch kompensiert werden. Der Preiseffekt war vernachlässigbar. Nach dem Atommoratorium vom März 2011 schlossen die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) mit einigen deutschen sowie österreichischen Kraftwerksbetreibern Verträge über Reserveleistungsvorhaltung ab, welche von der BNetzA genehmigt wurden und somit in die Netzentgelte übernommen werden konnten.

Im Juni 2013 wurde dieser ad-hoc Mechanismus durch eine Reservekraftwerksverordnung (ResKV) ersetzt.² Die Verordnung regelt die Beschaffung von Reserven „zum Zwecke der Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems“ (§ 1 ResKV), die sogenannte *Netzreserve*. Dabei können sowohl Kapazitäten aus bestehenden Anlagen als auch – in begründeten Ausnahmefällen – aus neu zu errichtenden Anlagen Verwendung finden. § 7 ResKV schreibt den Einsatz dieser Anlagen lediglich in Notfällen, das heißt außerhalb des Energiemarktes vor. Damit kommt die ResKV einer Strategischen Reserve, seit längerer Zeit unter anderem eingesetzt in Schweden und Finnland, relativ nahe.³ Die ResKV läuft zum Dezember 2017 aus. Zuvor soll die Bundesnetzagentur die Möglichkeit einer zukünftigen Änderung der Beschaffung für den Zeitraum ab 2015/2016 untersuchen (§ 13 Abs. 3 ResKV).

Im Rahmen der ResKV hat sich inzwischen eine Vorgehensweise zwischen den ÜNB und der BNetzA eta-

² Verordnung zur Regelung des Verfahrens der Beschaffung einer Netzreserve sowie zur Regelung des Umgangs mit geplanten Stilllegungen von Energieerzeugungsanlagen zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems (Reservekraftwerksverordnung – ResKV) vom 27. Juni 2013, BGBl. I, 1947.

³ Vgl. Beckers, T., Hoffrichter, A., von Hirschhausen, C. (2012): Internationale Erfahrungen mit Kapazitätsinstrumenten und Schlussfolgerungen für die deutsche Diskussion. TU Berlin.

bliert, welche jeweils zur Winterzeit die Höhe der Netzreserve definiert. Die ÜNB sichern diese Netzreserve dann vertraglich mit Anbietern von Kraftwerkskapazitäten ab. Nachdem für den Winter 2012/2013 eine Reserve von circa 2 000 Megawatt kontrahiert wurde, beträgt der von der BNetzA für den Winter 2013/2014 bestätigte Reservebedarf 2 540 Megawatt. Diese setzen sich aus 2 000 Megawatt bereits für 2012/2013 kontrahierte Leistung sowie circa 500 Megawatt neu kontrahierter Verträge zusammen. Dabei bezieht sich bereits heute der Schwerpunkt der Beschaffungsverträge auf Anlagen in Süddeutschland.⁴ Auch in Zukunft ist absehbar, dass der Bedarf vor allem in Süddeutschland liegt und dass es auch zu anderen Instrumenten der Engpassbepreisung kommen könnte.⁵

Für den Winter 2015/2016, in dem das Atomkraftwerk Grafenrheinfeld vom Netz geht, haben ÜNB und die BNetzA bereits die Rahmenbedingungen für ausreichend Versorgungssicherheit festgelegt. In der Feststellung des Reservekraftwerksbedarfs für den Winter 2015/2016 vom September 2013 (die sogenannte *t+3-Feststellung*) wurde ein Netzreservebedarf in Höhe von 4 800 Megawatt identifiziert.⁶ Davon sollen Reservekraftwerke in Deutschland ungefähr 2 900 Megawatt darstellen und über 1 900 Megawatt Verträge mit Versorgern in Österreich, der Schweiz sowie Italien abgeschlossen werden. Es zeichnet sich in der mittleren Frist keine strukturelle Veränderung des Reservebedarfs ab.

Auch für 2023/2024 sind deutschlandweit ausreichende Kapazitäten zu erwarten

Bezüglich der Kapazitätssituation im Jahr 2023/2024, das heißt der Periode nach dem endgültigen Auslaufen der Atomkraft in Deutschland, liegen noch keine detaillierten Szenariorechnungen der ÜNB über den Netzreservebedarf vor. Jedoch liegen sowohl mit den Szenariorahmen der BNetzA als auch mit Berechnungen anderer Organisationen Schätzungen vor. So geht der Szenariorahmen 2013 der BNetzA davon aus, das im Jahr 2023 konventionelle Kraftwerkskapazitäten in Höhe von 93,3 Gigawatt verfügbar sind, welche den ge-

schätzten Spitzenbedarf von 84 Gigawatt (ohne Netzverluste) decken können.

Ein genaues Verständnis der Versorgungssicherheit erhält man durch die Leistungsbilanzen, welche unter Verwendung verschiedener Methoden aus den erwarteten Kapazitäten, Lasten sowie anderer Parameter abgeleitet werden können. Allerdings gibt es bei der Erstellung dieser Leistungsbilanzen nicht nur Unterschiede bezüglich der verwendeten Daten (zum Beispiel dem Potential von Lastmanagement), sondern auch bezüglich der verwendeten Methoden, beispielsweise bei Leistungskrediten für dargebotsabhängige erneuerbare Energien oder auch der Höhe der Reservemarge. Der europäische Verbund der Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) veröffentlicht regelmäßig einen Bericht zur mittelfristigen Versorgungssicherheit für jedes Mitgliedsland, somit auch für Deutschland.⁷ In Deutschland erstellen die ÜNB regelmäßig Leistungsbilanzen nach § 12 Art. 4 und 5 EnWG.⁸ Auch im Rahmen einer Konsultation des Bundesumweltministeriums zur Entwicklung der Versorgungssicherheit in Deutschland wurde eine Methode zur Berechnung der Versorgungssicherheit vorgestellt.⁹

Zwar sind aufgrund der genannten Differenzen bezüglich Daten und Methodik die Ergebnisse unterschiedlicher Leistungsbilanzen nicht vollständig vergleichbar, dennoch vermitteln sie einen Eindruck der relevanten Größenordnungen. Im Folgenden sollen anhand von drei Leistungsbilanzen für das Jahr 2020 die Vorgehensweise dargelegt werden. Tabelle 1 vergleicht drei unterschiedliche Ansätze zur Ermittlung der Kapazitätssituation für das Jahr 2020 von der ENTSO-E und des Konsultationspapiers sowie die Schätzung des DIW Berlin. Das ENTSO-E-Szenario erwartet ein leichtes Defizit, wohingegen das Konsultationspapier einen signifikanten Überschuss errechnet; unsere eigene Schätzung liegt etwa mittig zwischen den beiden.

Bezüglich der mittelfristigen Entwicklung ist eine Leistungsbilanz für die Jahre 2023/2024 aufgrund des Atomenergieausstiegs noch bedeutsamer, wobei auch hierfür unterschiedliche Schätzungen vorliegen. Der ENTSO-E SOAF 2012, der bis 2025 reicht, sieht für 2024 ein Defizit von circa fünf Gigawatt. Das Konsultationspapier ermittelt dagegen einen erwarteten Überschuss in Höhe von 6,6 Gigawatt. Unsere eigene Schätzung lässt ein ausgeglichenes Verhältnis erwarten (–0,6 Gi-

⁴ So stammen 1 822 Megawatt der Netzreserve vom ÜNB TenneT aus den süddeutschen Kraftwerken Staudinger 4 und Irsching 3 sowie aus Österreich; weitere 200 Megawatt werden vom süddeutschen ÜNB TransnetBW im Gemeinschaftskraftwerk Mannheim (GKM 3) vertraglich gesichert. Pressemitteilung der Netzbetreiber vom 19. September 2013: Umsetzung der Reservekraftwerksverordnung durch die Übertragungsnetzbetreiber.

⁵ Auf europäischer Ebene werden hierzu derzeit Konzepte der Zonen- beziehungsweise Knotenbepreisung diskutiert.

⁶ Bundesnetzagentur (2013): Feststellung des Reservekraftwerksbedarfs für den Winter 2015/2016. Bonn, 30. September 2013. Dabei lag der ursprünglich von den ÜNB vorgeschlagene Wert mit 7 000 Megawatt wesentlich höher. In Vorbereitung befinden sich weitere Analysen für die Jahre 2017, 2019 sowie 2021 (sogenannte t+5-, t+7- und t+9-Analysen).

⁷ Die aktuelle Version stammt vom April 2013; vgl. ENTSO-E (2013): Scenario Outlook & Adequacy Forecast (SOAF) 2013–2030. Brüssel.

⁸ 50 Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW (2013): Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2013, 28. September 2013.

⁹ Das Konsultationspapier „Entwicklung der Kapazitäten zur Stromerzeugung in Deutschland“ vom September 2013 befindet sich gerade in der Fachdiskussion.

Tabelle 1

**Versorgungssituation im deutschen Stromsystem 2020:
Vergleich von drei Szenarien**

In Gigawatt

Technologie	ENTSO-E 2020 Szenario B	Eigene Szenario- annahmen für 2020	Konsultationspapier BMU: Weiterentwickelte Methode für 2020, Datenbasis SOAF Szenario B
Kernenergie	8,1	8,1	8,1
Braunkohle	19,2	19,7	19,2
Steinkohle	29,0	25,8	29,0
Erdgas	32,5	24,8	32,5
Mineralölprodukte	3,1	2,7	3,1
Pumpspeicher	7,3	7,7	7,3
Sonstige Konventionelle	0,0	1,7	0,0
Summe konventionelle KW	99,2	90,5	99,2
Wind (offshore)	9,8	14,0	9,8
Wind (onshore)	43,6	44,4	43,6
Photovoltaik	56,4	53,3	56,4
Wasserkraft	4,9	4,3	4,9
Biomasse	8,0	7,9	8,0
Sonstige EE	4,4	1,1	4,4
Summe EE	127,1	125,0	127,1
Summe Erzeugung	226,2	215,6	226,2
Netto-Einspeiseleistung	226,3	215,6	226,3
Nicht sicher einsetzbare Leistung	120,3	112,9	114,0
Revisionen, Wartungen	3,2	2,0	2,0
Ungeplante Ausfälle	7,0	5,6	9,9
Regelleistung	4,8	4,8	4,8
Nicht verfügbare Leistung	135,2	125,3	130,7
Gesichert verfügbare Leistung	91,1	90,3	95,6
Last	91,9	88,2	88,6
Lastmanagement	0,0	4,0	10,0
Verbleibende Leistung (RC)	-0,8	6,1	17,0
Reserveleistung	4,6	0,0	0,0
Adequacy Reference Margin (ARM)	4,6	0,0	0,0
Leistung im Ausland	0,0	1,8	2,0
Reservemarge (RC-ARM)	-5,4	7,9	19,0

Quellen: ENTSO-E (2013): Scenario Outlook & Adequacy Forecast 2013-2030. Brüssel; BMU (2013): Entwicklung der Kapazitäten zur Stromerzeugung in Deutschland. Konsultationspapier; Berechnungen des DIW Berlin.

© DIW Berlin 2013

Die Abschätzungen über die zukünftige Versorgungssituation variieren.

gawatt). Die Unterschiede erklären sich wiederum insbesondere in Bezug auf die Bedeutung des Lastmanagements, des Beitrags von Nachbarstaaten, welche direkt in das deutsche Netz einspeisen beziehungsweise spezifisch kontrahiert sind, sowie der zusätzlichen Sicherheitsreserve (spare capacity). Angesichts der Unsicherheiten, welche im Stromsystem der nächsten zehn Jahre zu erwarten sind, erscheinen die Werte mit +/- 8 Prozent der Spitzenlast als relativ ähnlich. Berücksichtigt man darüber hinaus weitere Optionen so gibt es auch in Bezug auf 2023 keinen Grund zur Sorge bezüglich der Versorgungssicherheit auf aggregierter Ebene.

Regionalisierte Betrachtung notwendig

In Deutschland ist insbesondere ein Nord-Süd-Gefälle bei der Entwicklung der Kraftwerkskapazität zu beobachten: Während in Norddeutschland ein Zubau von konventionellen und erneuerbaren Kapazitäten (insbesondere Windenergie) erfolgt, ist Süddeutschland durch den Atomenergieausstieg sowie die traditionell schwach ausgeprägte Kraftwerkswirtschaft betroffen; der Süden Deutschlands ist zudem durch eine höhere Elektrizitätsnachfrage gekennzeichnet. Hierdurch entsteht, unter anderem abhängig von der Einspeisesituation im Norden, ein Transportbedarf von elektrischer Energie von den Erzeugungs- in die südlichen Nachfragerregionen. Bereits vor der Energiewende wurde Süddeutschland durch erhebliche Stromlieferungen aus fossilen Kraftwerken aus West- und Ostdeutschland versorgt. Aufgrund dieser regionalen Charakteristika des deutschen Elektrizitätssystems ist daher eine differenzierte Betrachtung aufschlussreich.

Der Argumentation für eine Regionalisierung folgend untergliedern wir die nationale Leistungsbilanz für Deutschland in fünf verschiedene Zonen, dargestellt in Abbildung 1:

- Region 1 (Nord Ost) spielt unter Umständen mittelfristig eine größere Bedeutung durch die Anbindung von Offshore-Windparks in der Ostsee und ist ansonsten von Onshore-Windeinspeisung charakterisiert;
- Region 2 (Nord West) ist zunehmend durch Offshore- und Onshore-Wind sowie Solaranlagen geprägt und weist einige Verbrauchsschwerpunkte auf;
- Region 3 (West) umfasst die große fossile Erzeugungsstruktur in NRW mit einem großen Stromverbrauch;
- Region 4 (Ost) ist eine Region mit bisher dominanter Braunkohleerzeugung, aber geringer Nachfrage;
- Region 5 (Süd) ist durch starken Zubau von Solaranlagen sowie perspektivisch Onshore-Wind sowie den Ausstieg aus der bisher dominanten Kernenergie und der höchsten Nachfrage gekennzeichnet.

Zur Verdeutlichung der regionalisierten Betrachtung erfolgt in Tabelle 2 eine Disaggregation der Kapazitäten auf die fünf Regionen.¹⁰ Insgesamt erbringt die Regionalisierung die erwarteten Ergebnisse: Einerseits weist der Norden und insbesondere der Nord-Osten Deutschlands ein Exportpotential auf. Aufgrund der guten Bedingungen

¹⁰ Dabei gelten weiterhin die Annahmen des oben ausgeführten mittleren Szenarios. Näherungsweise werden die aggregierten Zahlen für ungeplante Kraftwerksausfälle und Lastmanagement proportional zur Erzeugungskapazität beziehungsweise der Last auf die fünf Regionen verteilt. Direkte Kraftwerksanbindung (Leistungen aus dem Ausland) besteht aus Österreich beziehungsweise aus Luxemburg in die Region 5 (Süd).

Abbildung 1

Einteilung der Zonen für die regionalisierte Analyse



Quelle: Darstellung des DIW Berlin.

© DIW Berlin 2013

Das deutsche Stromsystem kann in fünf charakteristische Regionen untergliedert werden.

für erneuerbare Energien und einem geringen Anteil an der nationalen Last besteht ein Überschuss an Stromerzeugungskapazitäten, welcher bei ausreichender Netzkapazität überregional ausgetauscht werden kann. Hingegen besteht im Süden Deutschlands ein deutlicher Importbedarf, welcher nicht nur in Zeiten der Jahreshöchstlast besteht, sondern in einem Großteil der Jahresstunden.

Für eine detailliertere Analyse der regionalisierten Szenarien wird das Stromsektormodell ELMOD verwendet (Kasten). Dieses regional hoch aufgelöste Modell berücksichtigt den gesamten Stromsektor, das heißt Erzeugung, Verbrauch, Übertragungsnetz sowie die Verbindungen mit dem Ausland. Basierend auf einer Analyse des Status quo sowie zwei Szenarien für 2023 werden die Kraftwerkeinsätze und die dazugehörige Netznutzung in Deutschland analysiert. Die Szenarien unterscheiden sich bezüglich der Kraftwerkskapazitäten und des zur Verfügung stehenden Leitungsnetzes. Die Simulation des Strommarktes erfolgt anhand von Typstunden, die die Stromnachfrage, Im- und Expor-

Tabelle 2

Leistungsbilanz für Deutschland 2023

In Gigawatt

Technologie	Deutschland insgesamt	Region 1 (Nord Ost)	Region 2 (Nord West)	Region 3 (West)	Region 4 (Ost)	Region 5 (Süd)
Kernenergie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	19,7	0,0	0,4	9,6	9,8	0,0
Steinkohle	25,8	1,2	6,4	10,6	0,0	7,7
Erdgas	24,0	2,7	2,7	10,5	2,1	6,1
Mineralölprodukte	2,7	0,6	0,5	0,5	0,2	0,8
Pumpspeicher	6,3	0,0	0,3	0,9	2,6	2,4
Sonstige Konventionelle	1,7	0,3	0,3	0,6	0,1	0,4
Summe konv. KW	80,2	4,8	10,6	32,6	14,8	17,4
Wind Offshore	14,0	1,3	12,7	0,0	0,0	0,0
Wind Onshore	49,3	10,5	17,6	8,2	8,6	4,4
Photovoltaik	61,3	5,1	7,3	11,8	7,8	29,4
Wasserkraft	4,8	0,0	0,2	0,6	0,2	3,7
Biomasse	8,5	1,3	1,9	1,7	0,9	2,7
Sonstige EE	1,5	0,0	0,0	0,0	0,0	1,5
Summe EE	139,4	18,2	39,8	22,2	17,5	41,7
Summe Erzeugung	219,7	23,0	50,4	54,9	32,4	59,1
Netto-Einspeiseleistung	219,7	23,0	50,4	54,9	32,4	59,1
Nicht sicher einsetzbare Leistung	126,1	16,4	36,5	20,1	16,2	36,9
Revision, Wartungen	2,0	0,1	0,3	0,8	0,4	0,4
Ungeplante Ausfälle	5,0	0,5	0,8	1,9	0,6	1,3
Regelleistung	4,8	0,6	1,1	0,5	0,5	0,3
Nicht verfügbare Leistung	137,9	17,6	38,6	23,3	17,7	38,8
Gesichert verfügbare Leistung	81,8	5,3	11,8	31,6	14,7	20,3
Last (inklusive Netzverluste)	88,2	3,5	13,6	27,7	9,0	34,3
Lastmanagement	4,0	0,2	0,6	1,3	0,4	1,6
Verbleibende Leistung	-2,4	1,9	-1,2	5,1	6,0	-12,5
Leistungen im Ausland	1,8	0,0	0,0	0,0	0,0	1,8
Reservemarge	-0,6	1,9	-1,2	5,1	6,0	-10,7

Quelle: Berechnungen des DIW Berlin.

© DIW Berlin 2013

Die regional untergliederte Leistungsbilanz weist insbesondere für Süddeutschland eine negative Reservemarge auf.

te und die Einspeisung erneuerbarer Energien festlegen. Daraus ergibt sich der Kraftwerkseinsatz für jede Typstunde, der in das nachgeschaltete Netzmodell einfließt. Für den Fall, dass sich durch diesen Kraftwerkseinsatz Überlastungen des Netzes ergeben, werden Änderungen an den Einspeisungen der Kraftwerke vorgenommen (sogenannter Redispatch). Hierbei wird die Erzeugung von Kraftwerken in der exportbeschränkten Überschussregion reduziert und durch Erzeugung in gleicher Höhe in der importbeschränkten Defizitregion ersetzt. Somit wird im Wesentlichen die Geographie der Erzeugung verändert, wobei sich die Summe der positiven und negativen Erzeugungsanpassungen ausgleicht. Im Folgenden konzentriert sich die Analyse auf den süddeutschen Raum sowie Szenarien zu dessen Stromversorgung. Hierfür erfolgt eine Regionalisierung sowohl der Angebots- als auch der Nachfrage-

Kasten

Modellbeschreibung ELMOD

Das deutsche Stromsystem besteht aus einer Vielzahl von Erzeugungs- und Verbrauchsstellen, welche durch ein stark verzweigtes Stromnetz verbunden werden. Aufgrund technischer und ökonomischer Spezifika des Stromsystems ist daher sowohl eine integrierte als auch eine regionale Betrachtung des Stromsystems notwendig: Hierzu gehören physikalische Gesetze, insbesondere die Kirchschoff'schen Gesetze (Knotenregel und Maschenregel), Vorgaben zur Bewirtschaftung von Netzengpässen (sogenannter Redispatch) als auch unterschiedliche Flexibilitäten im System.

Zur Ermittlung des Kraftwerkseinsatzes und der Lastflüsse im deutschen Höchstspannungsnetz wird ein räumlich hoch aufgelöstes Modell des deutschen Stromsystems verwendet, welches auf einem europäischen Stromsektormodell aufbaut¹ und am DIW mit weiterentwickelt wird. Für die vorliegende Anwendung erfolgt eine blockscharfe Abbildung des deutschen Kraftwerksparks sowie des Pumpspeicherportfolios. Dabei fließen technische, ökonomische und geographische Parameter wie der Standort und Anschlussknoten im Netz, der verwendete Kraftwerkstyp und zugehöriger Brennstoff, und der Wirkungsgrad in das Modell ein. Die verfügbare Einspeiseleistung der erneuerbaren Energien und die Elektrizitätsnachfrage unterliegen Schwankungen, die anhand von Typstunden im Modell abgebildet werden.

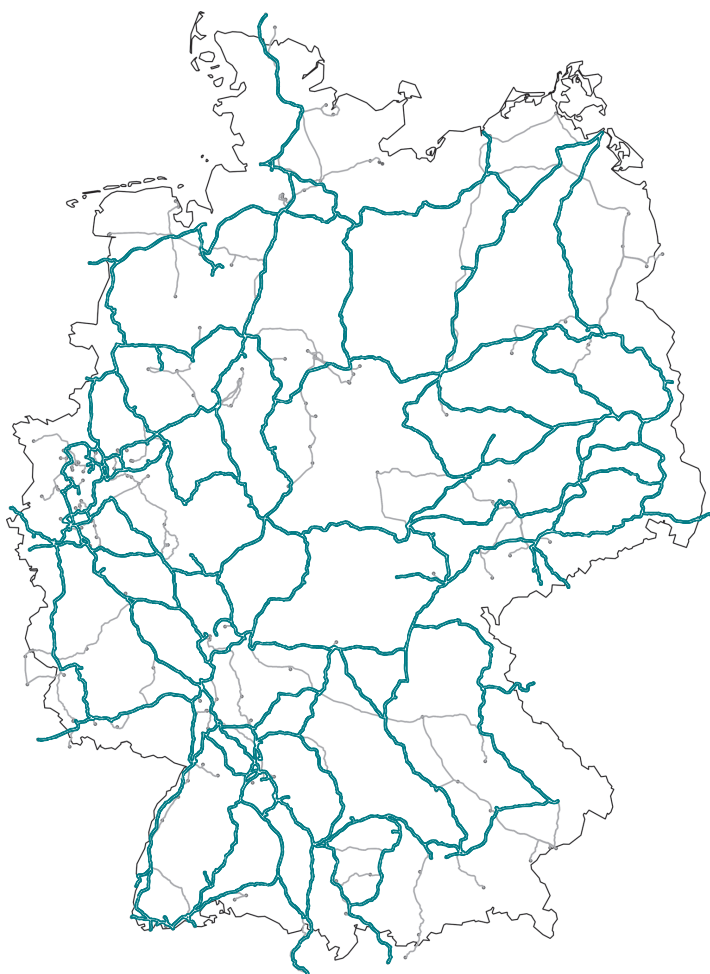
In einem ersten Modellschritt wird in einem Marktmodell der Kraftwerks- und Reserveinsatz für alle abgebildeten Kraftwerke optimiert. Dies erfolgt unter Annahme einer sogenannten „Kupferplatte“, das heißt ohne Berücksichtigung möglicher Restriktionen die durch das Übertragungsnetz entstehen könnten. Interaktionen mit dem benachbarten Ausland werden hierbei durch zusätzlich durchschnittliche Im- und Exporte auf den entsprechenden grenzüberschreitenden Leitungen abgebildet.

In einem zweiten Schritt wird der ermittelte Kraftwerkseinsatz in das Netzmodell ELMOD übertragen, welches mittels Redispatch auftretende Überlastungen des Netzes durch Erhöhen oder Reduzieren der Erzeugung von Kraftwerken kostenminimal behebt. Hierbei wird das reale und zukünftige Übertragungsnetz detailliert abgebildet, sowie die Lage der Verbraucher und erneuerbarer und konventioneller Erzeuger berücksichtigt. ELMOD ist ein Lastflussmodell, welches durch eine Approximation der Phasenwinkel im Höchstspannungsnetz Lastflüsse als Gleichstrom abbildet. Durch Linearisierung technischer Nebenbedingungen wird so je nach Zielfunktion eine mathematische Lösbarkeit als Lineares Problem (LP) oder Quadratisches Problem (QCP) möglich. Regionale Informationen bezüglich der Lage der installierten Kapazität der erneuerbaren Energien wurden anhand der Anlagenstammdatenbank der Übertragungsnetzbetreiber für 2012 ermittelt und Netzknotenpunkten im Übertragungsnetz zugeteilt. Die räumliche Verteilung der Nachfrage erfolgt anhand regionaler Indikatoren über Einwohnerzahl und Bruttoinlandsprodukt (Abbildung).

¹ Vgl. Leuthold, F., Weigt, H., von Hirschhausen, C. (2012): A Large-Scale Spatial Optimization Model of the European Electricity Market. Network and Spatial Economics, Vol. 12, No. 1, 75-107.

Abbildung

Geographische Auflösung des verwendeten Stromsektormodells ELMOD



Quelle: Darstellung des DIW Berlin.

© DIW Berlin 2013

seite. Es wird die Versorgungssituation auf regionaler Ebene für den Status quo 2013 sowie die beiden folgenden Szenarien betrachtet:

- Das Szenario *NEP 2023* beschreibt die offizielle Darstellung des Netzentwicklungsplans 2013; diese beinhaltet einen angenommenen Zubau von Erzeugungskapazitäten sowie einen erheblichen Netzausbau für 2023;
- das Szenario *NEP 2023 verzögert* geht davon aus, dass die angekündigten Rückbauten von Kraftwerkskapazitäten tatsächlich erfolgen und der Netzausbau sich verzögert, sodass jenseits des für 2020 geplanten *Startnetzes* lediglich die lange Hochspannungsgleichstromübertragungsverbindung (HGÜ) zwischen Nord- und Süddeutschland in Betrieb kommt (sogenannter Korridor C); zur Deckung des Kapazitätsbedarfs stehen Reservekapazitäten im Ausland (Österreich, Schweiz, Italien) sowie einige Kraftwerkskapazitäten zur Verfügung, welche von der Bundesnetzagentur als Reserve aufrechterhalten werden oder nach §8 ResKV neu in Betrieb gehen.

Stromflüsse im aktuellen System (2013) unproblematisch abzubilden

Das Szenario *Status quo 2013* spiegelt die Situation des heutigen deutschen Kraftwerks- und Stromnetzes wieder. Für dieses Szenario wird der aktuelle Kraftwerkspark sowie das aktuelle Leitungsnetz von 2013 im Fall höchster Stromnachfrage simuliert. Im Folgenden werden zwei Typstunden analysiert, die sich in der Höhe der Windproduktion unterscheiden. Für den Fall mit wenig Wind beträgt die maximale Windeinspeisung fünf Prozent der installierten Leistung. Im sogenannten Starkwind-Fall werden 83 Prozent der installierten Windleistung in das Netz eingespeist. Weiterhin werden durchschnittliche Flüsse auf allen grenzüberschreitenden Leitungen angenommen.

In einem ersten Schritt wird der Kraftwerkseinsatz ohne Berücksichtigung eventuell vorherrschender Netzrestriktionen ermittelt. Danach werden auf Grundlage dieser Kraftwerkseinsätze Netzüberlastungen ermittelt. Um diese zu beheben, wird die Leistung bestimmter Kraftwerke entweder erhöht oder reduziert. Diese Redispatchmaßnahmen werden durch die Übertragungsnetzbetreiber koordiniert.¹¹ Dieses Vorgehen entspricht dem aktuellen Marktdesign.

¹¹ Die Zielfunktion des Modells ist Kostenminimierung; in der Praxis haben die Netzbetreiber noch andere Bedingungen zu berücksichtigen, wie die dynamische Netzstabilität; auch werden aus Transaktionskostengründen eher wenige große Blöcke zum Redispatch eingesetzt als viele kleine Kraftwerksblöcke.

Im Fall niedriger Windeinspeisung treten in diesem Szenario keine Überlastungen im Übertragungsnetz auf, da die Nachfrage im Wesentlichen durch den thermischen Kraftwerkspark gedeckt wird. Somit sind unerhebliche Redispatchmaßnahmen notwendig. Im Fall hoher Windeinspeisung, die insbesondere im Norden und Osten Deutschlands auftritt, ist eine Reihe von Leitungen im Übertragungsnetz überlastet. Daher wird die Erzeugung von Kraftwerken nördlich und östlich der Engpässe reduziert, während im Süden und im Westen Deutschlands Kraftwerke ihre Erzeugung erhöhen. Die dadurch resultierende Verschiebeleistung beträgt circa 8,5 Gigawatt. Dies entspricht ungefähr 20 Prozent der thermischen Erzeugung in dieser Stunde.

Die Analyse ergibt, dass in Zeiten geringer Einspeisung erneuerbarer Energien keine signifikanten Engpässe auftreten. Dementgegen resultiert die Einbindung der erneuerbaren Energien in eine veränderte Lastflusssituation und folglich eine erhöhte Anzahl von Leitungsüberlastungen insbesondere in der Nord-Süd-Richtung. Der erzeugungsseitig besonders kritische Fall geringer Windeinspeisung führt somit netzseitig zu besonders geringen Restriktionen.

Szenario *NEP 2023* quasi engpassfrei

Das Szenario *NEP 2023* lehnt sich an das Szenario B2023 aus dem zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplan 2013 der vier ÜNB Deutschlands an.¹² Dabei werden die erwarteten Kraftwerkskapazitäten, der Zubau erneuerbarer Energien und alle Netzausbaumaßnahmen für das Jahr 2023 in das Modell eingearbeitet und als gegeben angenommen.

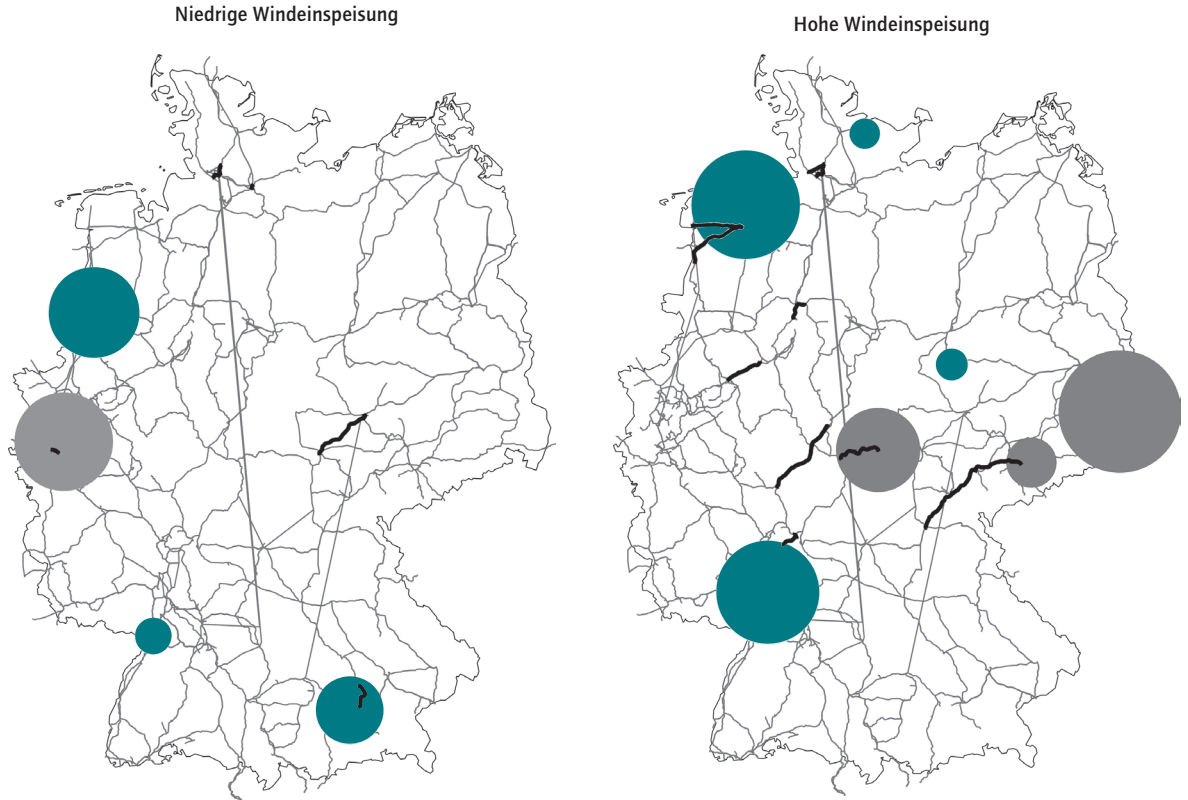
Der diesem Szenario zu Grunde liegende Kraftwerkspark unterscheidet sich von dem des Szenarios *Status quo 2013*. Zum einen sind im Jahr 2023 alle Atomkraftwerke in Deutschland außer Betrieb genommen. Zum anderen wird in dem Szenario angenommen, dass altersbedingt stillgelegte Kraftwerke durch Neubauten ersetzt werden, insbesondere im Süden Deutschlands. Hierbei handelt es sich unter anderem um Gaskraftwerke, die netztechnisch günstig an den Endpunkten der HGÜ oder in der Nähe der abgeschalteten Atomkraftwerke liegen. Durch diese Annahme ergeben sich keine strukturell bedingten Kraftwerksengpässe. Die Kapazität reicht auch ohne Einspeisung aus Erneuerbaren aus, um die Höchstlast in Deutschland zu decken.

Im Fall mit wenig Einspeisung treten nur sehr begrenzte lokale Netzüberlastungen auf, die durch leichte Änderung der Flüsse auf den HGÜ-Leitungen behoben

¹² 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW (2013): Netzentwicklungsplan Strom 2013, 2. Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber.

Abbildung 2

Leitungsüberlast¹ und Redispatchmaßnahmen im Szenario NEP 2023



¹ Grün eingefärbte Kreise bedeuten eine Erhöhung, schwarz eine Verringerung der Erzeugung des betreffenden Kraftwerks. Die Größe der Kreise spiegelt den Umfang der Erzeugungsänderung wider. Leitungen des Höchstspannungsübertragungsnetzes sind grau dargestellt. Schwarz eingefärbte Leitungen stellen hierbei überlastete Leitungen im Höchstspannungsnetz dar.

Quelle: Berechnungen des DIW Berlin.

© DIW Berlin 2013

Im Szenario NEP zeigen sich insgesamt wenige Leitungsüberlastungen und somit ein niedriges Redispatchvolumen.

werden können. Im Fall mit hoher Windeinspeisung ergeben sich weiterhin Netzengpässe zwischen Norddeutschland und Südwestdeutschland, die durch Redispatchmaßnahmen und Änderungen der Lastflüsse auf den in diesem Szenario installierten HGÜ-Leitungen abgefangen werden. Durch die Möglichkeit zur Flussänderung auf den HGÜ-Leitungen kann Redispatch auch in großer geographischer und netztopologischer Distanz von den Engpässen betrieben werden. Insgesamt werden ungefähr ein Gigawatt Kraftwerksleistung zur Behebung der Engpasssituation in diesem Fall verschoben.

Szenario NEP 2023 verzögert ebenfalls darstellbar

Das Szenario NEP 2023 verzögert unterscheidet sich vom Szenario NEP 2023 in dem zur Verfügung stehenden Übertragungsnetz und Kraftwerkspark. Es wird einer-

seits angenommen, dass der Netzausbau in Deutschland weniger schnell als geplant fortschreitet. Zusätzlich zum Startnetz, das heißt den bereits in den dena-Netzstudien identifizierten Um- und Ausbauten, erfolgt lediglich der Bau einer zentralen HGÜ-Leitung von Brunsbüttel nach Baden-Württemberg.

Andererseits werden kraftwerksseitig explizit die Zugänge berücksichtigt, von deren Fertigstellung mit hoher Sicherheit ausgegangen werden kann. Tabelle 3 weist die zu erwartenden Kraftwerkskapazitäten blockscharf aus, es handelt sich um circa zehn Gigawatt in Bau befindlicher Kraftwerke. Dabei handelt es sich „nur“ um im Bau befindliche Kraftwerke. Darüber hinaus enthalten die einschlägigen Kraftwerkslisten auch noch in weiterer Ferne geplante Neubauten in Höhe von sieben Gigawatt Leistung sowie fünf Gigawatt Pumpspeicher. Des Weiteren liegen der BNetzA für eine Reihe von Kraftwerksblöcken Stilllegungsan-

Tabelle 3

Im Bau befindliche dargebotsunabhängige Kraftwerkskapazitäten bis 2018

Unternehmen	Kraftwerksname	Standort Kraftwerk	Energieträger	Geplante Netto-Nennleistung (elektrisch) in Megawatt	Geplante Inbetriebnahme
Gemeinschaftskraftwerk Bremen GmbH & Co. KG	Bremen Mittelsbüren GuD	Bremen	Erdgas	445	2014
Dow Deutschland Anlagengesellschaft mbH	Dow Stade Cogen	Stade	Erdgas	163	2013
Steag GmbH/ EVN	Duisburg-Walsum 10	Duisburg	Steinkohle	725	2013
SWE Energie GmbH	Erfurt-Ost HKW 3	Erfurt	Erdgas	32	2014
StW Flensburg GmbH	Flensburg HKW 12	Flensburg	Erdgas	73	2015
Vattenfall	Hamburg Moorburg 2	Hamburg	Steinkohle	760	2013
Vattenfall	Hamburg Moorburg 1	Hamburg	Steinkohle	760	2014
RWE/ Stadtwerke	Hamm-Westfalen E	Hamm	Steinkohle	765	2014
RWE/ Stadtwerke	Hamm-Westfalen D	Hamm	Steinkohle	765	2014
SWN Stadtwerke Neumünster GmbH	Heizkraftwerk NMS Turbine 6	Neumünster	Abfall	23	2014
Stadtwerke Bochum Holding GmbH	Hiltrop HKW	Bochum	Erdgas	10	2014
Stadtwerke Kiel AG	HKW Humboldtstraße GT 7/8	Kiel	Erdgas	10	2014
Energie- und Wasserversorgung Bonn/ Rhein-Sieg GmbH	Heizkraftwerk Karlstraße	Bonn	Erdgas	95	2013
Arcelor Mittal Eisenhüttenstadt GmbH	IKW VEO Block 7	Eisenhüttenstadt	Erdgas	56	2013
Stadtwerke Düsseldorf AG	Lausward GuD Block F	Düsseldorf	Erdgas	595	2015
Müller Sachsen GmbH	GuD-Heizkraftwerk	Leppersdorf	Erdgas	35	2014
Grosskraftwerk Mannheim AG	Mannheim GKW 9	Mannheim	Steinkohle	843	2015
RheinEnergie AG	Niehl 3a	Köln	Erdgas	446	2016
EnBW Kraftwerke AG	Rheinhafendampfkraftwerk Block 8	Karlsruhe	Steinkohle	842	2014
UPM GmbH Werk Schongau	UPM Schongau Heizkraftwerk 3	Schongau	Erdgas	60	2014
GDF Suez	Wilhelmshaven	Wilhelmshaven	Steinkohle	750	2013
Getec AG	Zeit Industriepark	Elsteraue	Erdgas	140	2013
Zellstoff Stendal GmbH	Zellstoff Stendal GmbH	Arneburg	Abfall	42	2013
Industriekraftwerk Greifswald GmbH	Industriekraftwerk Greifswald	Lubmin	Erdgas	37	2013
Volkswagen AG	BHKW Braunschweig	Braunschweig	Erdgas	10	2013
Trianel GmbH	Trianel Kohlekraftwerk Lünen	Lünen	Steinkohle	700	2013
Société Electrique de l'Our S.A.	PSW Vianden	Vianden	Pumpspeicher	195	2014
Universitätsklinikum Freiburg AdöR	Heizkraftwerk Freiburg	Freiburg	Erdgas	8	2015
E.ON Kraftwerke GmbH	Datteln 4	Datteln	Steinkohle	1 055	Jahr unbestimmt
Insgesamt				10 440	

Quellen: BNetzA (2013): Kraftwerksliste Bundesnetzagentur zum erwarteten Zu- und Rückbau 2013 bis 2018, Stand 16.10.2013; Recherchen des DIW Berlin.

© DIW Berlin 2013

Ein Großteil der im Bau befindlichen zusätzlichen Kraftwerkskapazitäten befindet sich im norddeutschen Raum.

träge vor (Tabelle 4), bezüglich derer die Prüfung der ÜNB und der BNetzA erfolgt. Aufgrund bisheriger Verlautbarungen ist damit zu rechnen, dass aus systemtechnischen Gründen circa zehn Blöcke als Kaltreserve betriebsbereit verbleiben sollen. Diese offizielle Liste beinhaltet noch nicht die Kraftwerksblöcke, über deren Stilllegung die jeweiligen Betreiber teilweise öffentlich nachdenken.¹³

Im Fall niedriger Windeinspeisung ergeben sich in diesem Szenario aufgrund des geänderten Kraftwerksparks und des noch nicht dafür ausgelegten Netzes lokale

Engpässe im Raum Wilhelmshaven und Mannheim. Bei hoher Windeinspeisung tritt eine erhöhte Überlast des Übertragungsnetzes auf, welche eine Reihe von Anpassungsmaßnahmen erforderlich macht. Insbesondere im Lausitzer und Mitteldeutschen Revier wird die Erzeugung der Braunkohlekraftwerke und ebenso die Erzeugung in Emden und Wilhelmshaven reduziert. Diese Leistung wird durch lastnähere Kraftwerke in Nordrhein-Westfalen, Baden-Württemberg und Bayern sowie ausländische Kraftwerke ersetzt. Die resultierende Verschiebeleistung im Fall hoher Last und Starkwind beträgt 8,7 Gigawatt. Abbildung 3 zeigt darüber hinaus auf, dass die notwendige Reservekapazität auch im südlich benachbarten Ausland angesiedelt sein kann. Insbesondere Österreich weist hier ein gewisses Potential auf; jedoch kommen auch Kapazitäten aus der Schweiz und Italien in Frage.

¹³ Unter anderem von RWE (etwa 4 300 Megawatt, darunter Westfalen C, Frimmerdorf Blöcke P und Q, Goldenbergwerk Block J), von E.on (etwa 6 500 Megawatt) sowie EnBW (etwa 700 Megawatt), vgl. VDI Nachrichten vom 20. September 2013, 9.

Tabelle 4

Erwarteter Rückbau dargebotsunabhängiger Kraftwerkskapazitäten bis 2018 und Stilllegungsanmeldungen

Unternehmen	Kraftwerksname	Standort Kraftwerk	Energieträger	Leistungs-rückbau in MW	Baujahr	Wirkungs-grad ¹	Status
Stadtwerke Kiel AG	Gemeinschafts-KW Kiel	Kiel	Erdgas	323	1970	0,35	Erwarteter Rückbau lt. BNetzA
Dow Deutschland Anlagengesellschaft mbH	Dow Stade Kraftwärmekopplungsanlage	Stade	Erdgas	190	1972	0,30	Erwarteter Rückbau lt. BNetzA
swb Erzeugung GmbH & Co. KG	KW Hafen Block 5	Bremen	Steinkohle	127	1968 (Modernisierung: 2007)	0,38	Erwarteter Rückbau lt. BNetzA
swb Erzeugung GmbH & Co. KG	KW Hastedt Block 14	Bremen	Erdgas	155	1972	0,30	Erwarteter Rückbau lt. BNetzA
Statkraft Markets GmbH	Gaskraftwerk Robert Frank, Landesbergen	Landesbergen	Erdgas	510	1973	0,36	Stilllegungsanmeldung
RWE Generation SE	Emsland B2 (Dampfteil)	Lingen	Erdgas	359	1973	0,51	Stilllegungsanmeldung
RWE Generation SE	Emsland C2 (Dampfteil)	Lingen	Erdgas	359	1974	0,51	Stilllegungsanmeldung
Vattenfall Europe Wärme AG	Lichterfelde	Berlin	Erdgas	432	1972-'74	0,35	Erwarteter Rückbau lt. BNetzA
Arcelor Mittal Eisenhüttenstadt GmbH	IKW	Eisenhüttenstadt	Sonstige Energieträger (nicht erneuerbar)	50	1953	0,26	Erwarteter Rückbau lt. BNetzA
Kraftwerk Dessau GmbH	Kraftwerk Dessau	Dessau-Roßlau	Braunkohle	24	1996	0,38	Erwarteter Rückbau lt. BNetzA
RWE Generation SE	Gersteinwerk F2 (Dampfteil)	Werne	Erdgas	355	1973	0,31	Stilllegungsanmeldung
RWE Generation SE	Gersteinwerk G2 (Dampfteil)	Werne	Erdgas	355	1973	0,31	Stilllegungsanmeldung
RWE Generation SE	Gersteinwerk Block I2 (Dampfteil)	Werne	Erdgas	355	1973	0,31	Stilllegungsanmeldung
E.ON Kraftwerke GmbH	Datteln 1	Datteln	Steinkohle	95	1964	0,33	Erwarteter Rückbau lt. BNetzA
E.ON Kraftwerke GmbH	Datteln 2	Datteln	Steinkohle	95	1964	0,33	Erwarteter Rückbau lt. BNetzA
E.ON Kraftwerke GmbH	Datteln 3	Datteln	Steinkohle	113	1969	0,35	Erwarteter Rückbau lt. BNetzA
STEAG GmbH	Herne Block 2	Herne	Steinkohle	133	1963	0,35	Stilllegungsanmeldung
STEAG GmbH	Walsum 7	Duisburg	Steinkohle	110	1959	0,32	Stilllegungsanmeldung
Mark-E Aktiengesellschaft	Heizkraftwerk Hagen-Kabel H4/H5	Hagen	Erdgas	230	1980	0,33	Stilllegungsanmeldung
Kraftwerksgesellschaft Herdecke mbH & Co KG (kgh) (Enervie Gruppe/Statkraft Group)	Cuno Heizkraftwerk Herdecke H6	Herdecke	Erdgas	417	2007	0,40	Stilllegungsanmeldung
Currenta GmbH & Co. OHG	Kraftwerk N 230	Krefeld-Uerdingen	Steinkohle	18	1971	0,35	Erwarteter Rückbau lt. BNetzA
Mark-E Aktiengesellschaft	Kraftwerk Werdohl-Elverlingsen E1/2	Werdohl	Mineralölprodukte	206	1975	0,31	Stilllegungsanmeldung
Mark-E AG	Kraftwerk Werdohl-Elverlingsen E3	Werdohl	Steinkohle	186	1971	0,35	Rückbau
Mark-E Aktiengesellschaft	Kraftwerk Werdohl-Elverlingsen E4	Werdohl-Elverlingsen	Steinkohle	310	1982	0,38	Stilllegungsanmeldung
Mark-E Aktiengesellschaft	Pumpspeicherkraftwerk Rönkhausen	Finnentrop	Pumpspeicher	138	1969	0,75	Stilllegungsanmeldung
Mitteldeutsche Braunkohlengesellschaft mbH	Mummsdorf	Zeit	Braunkohle	60	1968	0,35	Stilllegungsanmeldung
E.ON Kraftwerke GmbH	Staudinger 4	Großkrotzenburg	Erdgas	622	1970	0,35	Erwarteter Rückbau lt. BNetzA
Kraftwerke Mainz-Wiesbaden AG	Kraftwerk Mainz KW 2 (Dampfteil)	Mainz	Erdgas	255	1977	0,32	Stilllegungsanmeldung
Heizkraftwerk Würzburg GmbH	Heizkraftwerke an der Friedensbrücke GuD I (TSIII und GTI)	Würzburg	Erdgas	68	1971	0,39	Stilllegungsanmeldung
MVV Energie AG	HKW Mannheim Turbine 2	Mannheim	Abfall	3	1966	0,27	Erwarteter Rückbau lt. BNetzA
Grosskraftwerk Mannheim AG	GKM Block 3	Mannheim	Steinkohle	203	1966	0,34	Erwarteter Rückbau lt. BNetzA
Grosskraftwerk Mannheim AG	GKM Block 4	Mannheim	Steinkohle	203	1970	0,35	Erwarteter Rückbau lt. BNetzA
EnBW Erneuerbare und Konventionelle Erzeugung AG	WAL 1	Walheim	Steinkohle	96	1964	0,37	Stilllegungsanmeldung; Systemrelevanz durch ÜNB festgestellt
EnBW Erneuerbare und Konventionelle Erzeugung AG	WAL 2	Walheim	Steinkohle	148	1967	0,36	Stilllegungsanmeldung; Systemrelevanz durch ÜNB festgestellt
EnBW Erneuerbare und Konventionelle Erzeugung AG	Marbach Block 3 DT III	Marbach	Mineralölprodukte	262	1975	0,36	Stilllegungsanmeldung; Systemrelevanz durch ÜNB festgestellt
EnBW Erneuerbare und Konventionelle Erzeugung AG	Marbach Block 3 GT III	Marbach	Mineralölprodukte	85	1975	0,41	Stilllegungsanmeldung; Systemrelevanz durch ÜNB festgestellt
EnBW Erneuerbare und Konventionelle Erzeugung AG	Marbach Block 3 GT II	Marbach	Mineralölprodukte	77	1971	0,40	Stilllegungsanmeldung; Systemrelevanz durch ÜNB festgestellt
Heizkraftwerk Pforzheim GmbH	Heizkraftwerk Pforzheim GmbH Kombi-block/GuD	Pforzheim	Erdgas	25	1980	0,41	Erwarteter Rückbau lt. BNetzA
EnBW Kraftwerke AG	Heizkraftwerk Stuttgart-Gaisburg GAI GT 13	Stuttgart	Erdgas	55	1973	0,31	Erwarteter Rückbau lt. BNetzA
E.ON Kraftwerke GmbH	Irsching 3	Vohburg	Erdgas	415	1974	0,36	Erwarteter Rückbau lt. BNetzA
GHD E.ON Bayern AG & Co. KG	GHD GT 1	Dingolfing	Erdgas	7	1998	0,37	Erwarteter Rückbau lt. BNetzA
GHD E.ON Bayern AG & Co. KG	GHD GT 2	Dingolfing	Erdgas	7	1998	0,37	Erwarteter Rückbau lt. BNetzA
Flughafen München GmbH	Energiezentrale 1992 AGG1-AGG7	München/Flughafen	Erdgas	11	1992	0,36	Erwarteter Rückbau lt. BNetzA
UPM GmbH	UPM Schongau Dampfkraftwerk	Schongau	Erdgas	45	1973	0,31	Erwarteter Rückbau lt. BNetzA
		Diverse Süd-deutschland ²		2 250			
Insgesamt				10 542			

¹ Berechnet.

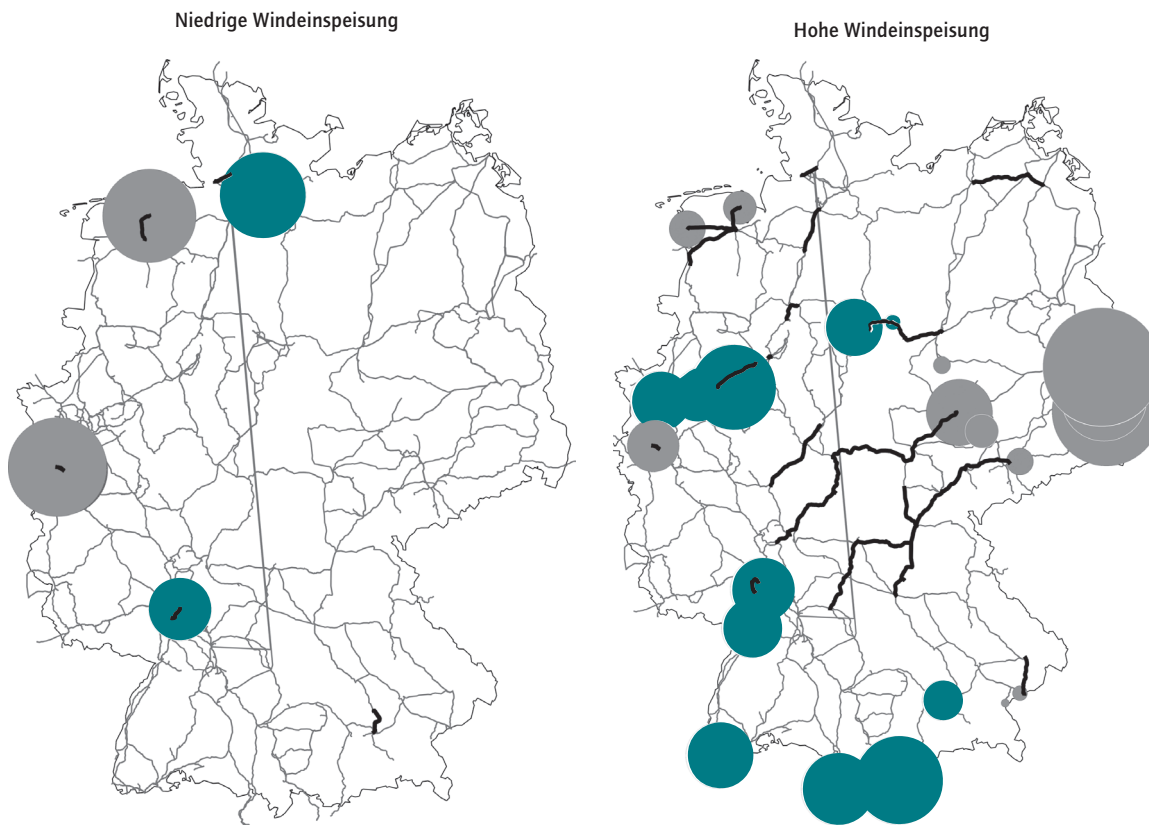
² Dieser Wert aus der Liste zum erwarteten Rückbau wurde um die Stilllegungsanträge bereinigt.

Quellen: BNetzA (2013): Kraftwerksliste Bundesnetzagentur zum erwarteten Zu- und Rückbau 2013 bis 2018, Stand 16.10.2013; Kraftwerksstilllegungsanzeigenliste der Bundesnetzagentur Stand 18.11.2013; Recherchen des DIW Berlin.

Ein wesentlicher Anteil des erwarteten Rückbaus an Kraftwerkskapazitäten entfällt auf Süddeutschland.

Abbildung 3

Leitungsüberlast¹ und Redispatchmaßnahmen im Szenario NEP verzögert 2023



¹ Grün eingefärbte Kreise bedeuten eine Erhöhung, schwarz eine Verringerung der Erzeugung des betreffenden Kraftwerks. Die Größe der Kreise spiegelt den Umfang der Erzeugungsänderung wider. Leitungen des Höchstspannungsübertragungsnetzes sind grau dargestellt. Schwarz eingefärbte Leitungen stellen hierbei überlastete Leitungen im Höchstspannungsnetz dar.

Quelle: Berechnungen des DIW Berlin.

© DIW Berlin 2013

Das notwendige Redispatchvolumen zur Behebung von Netzengpässen steigt bei hoher Windeinspeisung deutlich.

Szenarienvergleich

Im Folgenden werden die betrachteten Netz- und Erzeugungsszenarien miteinander verglichen, um die Kapazitätssituation insbesondere in Süddeutschland näher zu beleuchten. Die vorhergehende Betrachtung fokussiert sich auf zwei Typstunden, die einerseits die Netzsituation für den Fall hoher Nachfrage und geringer Winderzeugung und andererseits hoher Nachfrage und hoher Windeinspeisung widerspiegelt. Der erste Fall stellt hierbei eine für die Versorgungssicherheit kritische Situation dar, da eine hohe Nachfrage durch den angenommenen konventionellen Kraftwerkspark versorgt werden muss. Innerhalb der Analyse wird für die zukünftigen Szenarien im Jahr 2023 ein erschließbares Lastmanagement-Potential (Demand-Side-Management, DSM) von vier Gigawatt berücksichtigt, welches die Nachfrage in der Spitzenlast reduziert. In der Analyse zeigt sich, dass im Szenario *Status quo 2013* die

installierte konventionelle Erzeugungskapazität ausreichend ist, um die Höchstlast zu decken und gleichzeitig die benötigten Reservekapazitäten für die Regenergie bereitzustellen. Dies trifft gleichermaßen auf das Szenario NEP für das Jahr 2023 zu. Im zukünftigen Szenario NEP mit verzögertem Netz- und Kraftwerksausbau werden in 2023 weitere Flexibilitätsoptionen in Anspruch genommen, unter anderem Importe, welche durch freie Leistung aus dem Alpenraum bewerkstelligt werden. In diesem Fall werden zusätzlich 2,1 Gigawatt aus dieser Region nach Deutschland importiert. Unter Berücksichtigung der Analyse der ENTSO-E¹⁴ wird deutlich, dass dieser zusätzliche Importbedarf durch Österreich aber auch Italien gedeckt werden könnte, da diese Länder eine prognostizierte verfügbare Leistung von jeweils mehr als zehn Gigawatt aufweisen. Gleichfalls

¹⁴ ENTSO-E (2012): Scenario Outlook & Adequacy Forecast 2012-2030. Brüssel.

Tabelle 5

Installierte Erzeugungskapazitäten und verfügbare Redispatchkapazität in Süddeutschland (südlich Frankfurt am Main)

In Gigawatt

	Status quo 2013	NEP verzögert 2023	NEP 2023
Installierte Erzeugungskapazität	25,1	15,5	18,7
Erzeugung im Spotmarkt	13,6	3,4	5,0
Erhöhung der Erzeugung zum Engpassmanagement	5,5	3,6	0,6
Verbleibende verfügbare Redispatchkapazität für das Engpassmanagement	3,4	7,2	12,6

Quelle: Berechnungen des DIW Berlin.

© DIW Berlin 2013

Im Szenario *NEP verzögert 2023* gibt es ausreichende Redispatchkapazitäten in Süddeutschland.

zeigt sich in der vorherigen Betrachtung, dass sich keine wesentlichen Engpässe innerhalb Deutschlands ergeben und lediglich lokale Engpässe zu beachten sind.

Auf der anderen Seite ist die Situation mit hoher Nachfrage und hoher Windeinspeisung von besonderem Interesse, da sie den Fall der höchsten Netznutzung darstellt. Generell stellt sich in allen betrachteten Szenarien für die typische Stunde kein Kapazitätsproblem dar, da die verfügbare konventionelle und erneuerbare Erzeugung ausreicht um die nationale Höchstlast zu decken. Allerdings könnte sich in diesem Fall die Situation ergeben, dass durch Übertragungsnetzengpässe ein lokales Versorgungsproblem entsteht. Im Szenario *Status quo 2013* zeigt sich eine hohe Anzahl von Netzengpässen auf der Nord-Süd-Achse, die allerdings durch den Redispatch von Kraftwerken behoben werden können. Eine vergleichbare Situation zeigt sich im Fall verzögerten Netz- und Kraftwerksausbaus für 2023. Allerdings ist hierbei neben der Erzeugungsanpassung konventioneller Kraftwerke ebenfalls eine Abregelung der Einspeisung erneuerbarer Energien notwendig, um den sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten. Insgesamt steigt die Verschiebeleistung im Vergleich zum Szenario *Status quo 2013* um 0,2 auf 8,7 Gigawatt. Dementgegen zeigt sich im Szenario *NEP 2023* eine Entspannung der Netzsituation und einer notwendigen Verschiebeleistung von einem Gigawatt.

Tabelle 5 verdeutlicht für Süddeutschland die Erzeugung im Spotmarkt unter Vernachlässigung von Netzengpässen und die eingesetzten kumulierten Redispatchkapazitäten zur Behebung resultierender Netzengpässe. Unter Berücksichtigung der für die Regelenergie vorgehaltenen Kapazitäten kann hieraus die verbleiben-

de verfügbare Redispatchkapazität angenähert werden.¹⁵ In der vorgenommenen Analyse zeigt sich generell, dass die Kapazität und gleichfalls die Erzeugung der Kraftwerke abnimmt. Dies begründet sich mit den höheren Stromerzeugungskosten in der süddeutschen Region. Im Szenario NEP mit verzögertem Netz- und Kraftwerksausbau steigt die verfügbare Redispatchkapazität im Vergleich zum Status Quo an, was vor allem durch die Berücksichtigung der HGÜ-Leitung (sogenannter Korridor C) und die damit erhöhte Übertragungskapazität erklärt werden kann.

Zusammengefasst zeigt die Betrachtung unter den getroffenen Annahmen, dass in den betrachteten Typstunden die Spitzenlast durch den verfügbaren Kraftwerkspark sowie Importe aus den südlichen Nachbarländern gesichert werden kann. Im Starkwindfall treten Engpässe auf der Nord-Süd-Achse auf, die allerdings innerhalb Deutschlands behoben werden können. Somit ergibt sich eine für die Versorgungssicherheit günstige Situation: Netzengpässe (Starkwind) und Kapazitätsengpässe (Schwachwind) sind negativ miteinander korreliert und entspannen somit die gesamte Situation.

Fazit und wirtschaftspolitische Schlussfolgerungen

Der Fahrplan für den Kernenergieausstieg bis 2022 ist zu halten, ohne dass umfangreiche Kapazitätsinstrumente für fossile Kohlekraftwerke zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit benötigt werden. Trotz des vorzeitigen Abschaltens von Kernkraftwerken im März 2011 ist es in Deutschland bisher zu keinen Versorgungsengpässen gekommen. Bis heute sind Dank des bestehenden Regelrahmens, insbesondere der Verstetigung der jährlich verhandelten Netzreserve durch die Reservekraftwerksverordnung (ResKV) vom Juni 2013 keine Beeinträchtigung der Versorgungssicherheit zu beobachten. Die Reservekraftwerksverordnung sichert die Versorgung mindestens bis 2017 ab. Dabei kommt es zwar zu einem moderaten Anstieg der Netzreserve von derzeit 2,5 auf 4,8 Gigawatt, diese ist jedoch im gegenwärtigen System darstellbar. Für die Zeit nach dem Auslaufen der aktuellen Reservekraftwerksverordnung im Dezember 2017 ist die Fortsetzung des aktuellen Rahmens, die Einführung einer Strategischen Reserve oder auch eine Kombination zwischen beiden Instrumenten vorstellbar.

¹⁵ Hierbei ist zu berücksichtigen, dass die verfügbare Redispatchkapazität tendenziell geringer ausfällt, da technische und ökonomische Restriktionen die Einsatzfähigkeit der Kraftwerke im Rahmen des Engpassmanagements beschränken können.

Deutschlandweit liegen mit dem Netzentwicklungsplan 2013 für das Jahr 2023 ausreichend Erzeugungskapazitäten vor, beziehungsweise könnten im Ausnahmefall hierfür entwickelt werden. Eine aggregierte Betrachtung der für 2023 erwarteten Rahmenbedingungen am Strommarkt legt keine strukturelle Verknappung der Situation nahe. Angesichts der gegenwärtigen erheblichen Überkapazitäten sowie Potentialen in Lastmanagement und Versorgungsmöglichkeiten aus dem Ausland muss es nicht zu Engpässen kommen. Dies bestätigen Szenariorechnungen mit einem regional disaggregierten Stromsektormodell, das den Kraftwerkseinsatz, und Redispatchmaßnahmen simuliert. Der regionale Schwerpunkt liegt dabei auf Süddeutschland, wo eine große Nachfrage auf einen besonders stark ausgeprägten Kernkraftwerksausstieg trifft. Auch bei einer regionalisierten Analyse kann die Stromnachfrage nach dem Ausstieg aus der Kernenergie an allen Orten und auch zu Spitzenlastzeiten befriedigt werden, sofern die verfügbaren Optionen genutzt werden: unter anderem Lastmanagement, Kapazitätsverträge mit dem Ausland sowie eine HGÜ-Verbindung mit Norddeutschland. Netzprobleme sind auch bei verzögertem Netzausbau lösbar. Sie sind auch nicht zeitgleich mit Versorgungsengpässen zu erwarten, entstehen diese doch hauptsächlich in Zeiten von Starkwind, das heißt in Zeiten hoher Leistungsverfügbarkeit. Obwohl sich die Versorgungssituation in Süddeutschland etwas knapper darstellt, sind auch hier für 2023 keine besonderen Versorgungsprobleme zu erwarten.

Die quantitative Analyse legt somit nahe, dass es bis Mitte der 2020er Jahre nicht zu einem Strukturbruch

bezüglich der Versorgungssicherheit kommen wird. Darüber hinaus sind auch Unsicherheiten und die Gefahr von Fehlentwicklungen zu berücksichtigen. Angesichts der durch die Energiewende beschleunigten technologischen Dynamik auf dem Weg in einem von erneuerbaren Energien geprägten Stromsystem ist jedes Szenario für das kommende Jahrzehnt mit großer Unsicherheit behaftet. Jenseits der explizit berücksichtigten Flexibilitätsoptionen stehen noch weitere Möglichkeiten bereit, die sich entlastend auf die Stromversorgung auswirken können, beispielsweise Pumpspeicher, dezentrale Erzeugung und grenzüberschreitender Stromaustausch.¹⁶

Im Rahmen dieser Analyse zeigt sich kein Bedarf an einem umfassenden Kapazitätsmarkt. Umgekehrt bestünde bei einer deutschlandweiten Anwendung eines Kapazitätsmarktes die Gefahr, dass unnötig viele fossile Kraftwerke unterstützt und deren Retrofit beziehungsweise Neubau angereizt würde. Angesichts der auf absehbare Zeit beherrschbaren Kapazitätssituation sowie der hohen energie- und umweltpolitischen Gefahren bei der Einführung umfassender Kapazitätsinstrumente erscheint die Entwicklung einer Strategischen Reserve als Ergänzung beziehungsweise mittelfristig als Ersatz der aktuell genutzten Netzreserve als sinnvoll.

¹⁶ Im Rahmen der Plattform Erneuerbare Energien wurde eine Liste von Flexibilitätsoptionen zusammengestellt, aus der weiteres Potential zur Reduzierung der Lastunterdeckung abgeleitet werden kann, unter anderem Power-to-Gas etc., vgl. Plattform Erneuerbare Energien (2012): Bericht der AG 3. Interaktion an den Steuerungskreis der Plattform Erneuerbare Energien, die Bundeskanzlerin und die Ministerpräsidentinnen und Ministerpräsidenten der Länder, vom 15. Oktober 2012.

Friedrich Kunz ist wissenschaftlicher Mitarbeiter in der Abteilung Energie, Verkehr, Umwelt am DIW Berlin | fkunz@diw.de

Christian von Hirschhausen ist Forschungsdirektor für Internationale Infrastrukturpolitik und Industrieökonomie am DIW Berlin | chirschhausen@diw.de

Clemens Gerbaulet ist wissenschaftlicher Mitarbeiter in der Abteilung Energie, Verkehr, Umwelt am DIW Berlin | cgerbaulet@diw.de

FULFILLMENT OF MEDIUM-TERM DEMAND BY POWER PLANTS AND GRIDS NOT AT RISK

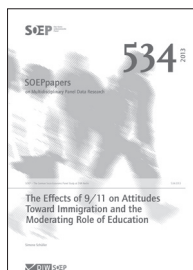
Abstract: In spite of the March 2011 nuclear moratorium, the German electricity system's ability to provide a secure supply has not been jeopardized to date, and there is no prospect of this occurring in the coming decade, either. The system currently has major overcapacities due to construction of conventional power plants as well as renewables, resulting in low wholesale power prices and high export surpluses. The excess reserves are currently estimated at five to ten gigawatts. Introduced following the nuclear moratorium of March 2011, the "grid reserve" has helped prevent bottlenecks in grid capacity. The June 2013 Ordinance on Reserve

Power Plants (Reservekraftwerksverordnung, ResKV) has made appropriate provisions for the coming years. Various analyses of the medium-term capacity situation in Germany suggest that the expected capacity surplus or shortfall will be small. Regional grid bottlenecks are manageable, especially in southern Germany: model calculations show that even according to pessimistic assumptions regarding grid and power plant expansion, the system can secure supply. Thus, the entire capacity situation across Germany seems manageable; for this reason, a systemic change toward capacity markets does not appear necessary at present.

JEL: L51

Keywords: capacity mechanism, strategic reserve, Germany, renewable energy

SOEPpapers Nr. 534/2013
Simone Schüller

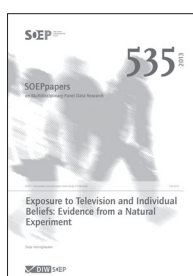


The Effects of 9/11 on Attitudes toward Immigration and the Moderating Role of Education

The major event of the 9/11 terror attacks is likely to have induced an increase in anti-immigrant and anti-foreigner sentiments, not only among US residents but also beyond US borders. Using longitudinal data from the German Socio-Economic Panel and exploiting exogenous variation in interview timing throughout 2001, I find that the terror attacks in the US caused an immediate shift of around 40 percent of one within standard deviation to more negative attitudes toward immigration and resulted in a considerable decrease in concerns over xenophobic hostility among the German population. Furthermore, in exploiting within-individual variation this quasi-experiment provides evidence on the role of education in moderating the negative terrorism shock.

www.diw.de/publikationen/soeppapers

SOEPpapers Nr. 535/2013
Tanja Hennighausen

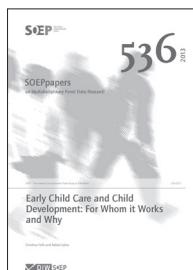


Exposure to Television and Individual Beliefs: Evidence from a Natural Experiment

Does the information provided by mass media have the power to persistently affect individual beliefs about the drivers of success in life? To answer this question empirically, this contribution exploits a natural experiment on the reception of West German television in the former German Democratic Republic. After identifying the impact of Western television on individual beliefs and attitudes in the late 1980s, longitudinal data from the German Socio-Economic Panel is used to test the persistence of the television effect on individual beliefs during the 1990s. The empirical findings indicate that Western television exposure has made East Germans more inclined to believe that effort rather than luck determines success in life. Furthermore, this effect still persists several years after the German reunification.

www.diw.de/publikationen/soeppapers

SOEppapers Nr. 536/2013
Christina Felfe, Rafael Lalive

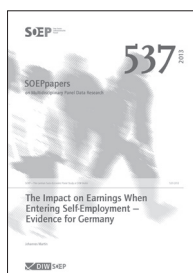


Early Child Care and Child Development: For Whom It Works and Why

Many countries are currently expanding access to child care for young children. But are all children equally likely to benefit from such expansions? We address this question by adopting a marginal treatment effects framework. We study the West German setting where high quality center-based care is severely rationed and use within state differences in child care supply as exogenous variation in child care attendance. Data from the German Socio-Economic Panel provides comprehensive information on child development measures along with detailed information on child care, mother-child interactions, and maternal labor supply. Results indicate strong differences in the effects of child care with respect to observed characteristics (children's age, birth weight and socio-economic background), but less so with respect to unobserved determinants of selection into child care. Underlying mechanisms are a substitution of maternal care with center-based care, an increase in average quality of maternal care, and an increase in maternal earnings.

www.diw.de/publikationen/soeppapers

SOEppapers Nr. 537/2013
Johannes Martin



The Impact on Earnings when Entering Self-Employment: Evidence for Germany

Using data of the German Socio-Economic Panel (GSOEP) earnings differentials between self-employed and wage-employed workers in the German labor market are explored. Previous research based on US data reports lower incomes for entrepreneurs. In contrast to that, the findings of this contribution suggest the opposite for German entrepreneurs. They have considerably higher earnings than wage-employed workers. Furthermore, there is a significant and positive effect on earnings when entering self-employment. This holds true when it is also taken into account that workers usually report a smaller firm size and work longer after beginning an entrepreneurial occupation.

www.diw.de/publikationen/soeppapers



Dr. Georg Erber ist wissenschaftlicher Mitarbeiter in der Abteilung Wettbewerb und Verbraucher am DIW Berlin.

Der Beitrag gibt die Meinung des Autors wieder.

China im Reformprozess: Ein bisschen mehr Markt- wirtschaft und Zivilgesellschaft?

Auf dem Dritten Plenum der Kommunistischen Partei Chinas sind einige hoffnungsvolle Zeichen gesetzt worden. Die verabschiedete Reformagenda soll wichtige Reformschritte für die kommenden Jahre in Gang setzen. Hierzu zählen insbesondere die Absicht, mehr Markt zu wagen und die dominierende Rolle des Staates in der Wirtschaft etwas zurückzudrängen.

So sollen Privatbanken zugelassen werden, um das Schattenbankensystem auszutrocknen. Damit soll die Rolle der vier großen chinesischen Staatsbanken, die das Kreditgeschäft mit den offiziellen Stellen überwiegend unter sich aufgeteilt haben, aber Privatunternehmen den Zugang zu Krediten verwehren, geschwächt werden. Ein Grund ist die anschwellende Flut an faulen Krediten, die die Finanzstabilität des Landes gefährdet. Chinas Finanzsektor ist bisher noch weit von einem effizienten System der Kreditvergabe entfernt. Der Reformbedarf ist mithin aus Sicht der Staatsführung unabweisbar geworden.

Um der Schwellenländern wie China drohenden *middle income trap* zu entgehen, will das Land sich in Richtung auf neue innovative Wirtschaftszweige restrukturieren. Bis zum Jahr 2020 möchte China im Bereich der Innovationen international wettbewerbsfähig sein und auf Augenhöhe mit den führenden Ländern der westlichen Welt stehen. Ob sich dieses ambitionierte Ziel erreichen lässt, bleibt abzuwarten. Auch in Europa hat die EU-Kommission mit der Lissabon-Agenda und zuletzt mit der 2020-Wachstumsstrategie ihren Mitgliedsländern hohe Zielmarken gesetzt. Am Ende ist es dann – siehe Lissabon-Agenda – anders gekommen. Auch in China wachsen die Bäume nicht in den Himmel, wie die Pannen beim Aufbau des Hochgeschwindigkeitsnetzes bei den Eisenbahnen belegt haben. Die aus dem Wachstumsboom der vergangenen Dekade resultierenden gravierenden Umweltprobleme sind eine Hypothek, die nun abgetragen werden muss. Dies wird Milliarden verschlingen, aber nicht unmittelbar das Wirtschaftswachstum voranbringen. *Green growth* ist auch *slower growth*.

Darum senkte die Parteiführung bereits das Wachstumsziel als Leitindikator auf eine nachhaltigere Rate von rund sieben Prozent des Bruttoinlandsprodukts anstelle der zuvor zweistelligen Wachstumsraten. Kurzfristiges Wachstum soll durch nachhaltigeres ersetzt werden.

China steht wie die westlichen Länder vor einer demographischen Herausforderung. Durch die Ein-Kind-Politik der zurückliegenden Jahrzehnte überaltert die Bevölkerung zusehends. Hinzu kommt ein Gender-Bias, da in China männliche gegenüber weiblichen Nachkommen durch illegale Abtreibungen bevorzugt worden sind. Nun fehlen den heiratswilligen Männern die Ehefrauen, um den erforderlichen Nachwuchs in die Welt zu setzen. Die Partei hat darum eine gewisse Lockerung der Ein-Kind-Politik beschlossen – allerdings unter der Voraussetzung, dass zumindest ein Ehepartner aus einer Ein-Kind-Familie stammt.

Auch etwas weniger Repression gegenüber der Zivilgesellschaft soll es geben. Die Umerziehungslager aus der Zeit Mao Tse-tungs sollen geschlossen werden. Weniger Exekutionen von Straftätern wegen vielfältiger Vergehen sollen ausgeführt werden. Das ist sicherlich zu begrüßen. Ob damit aber ein Prozess eingeleitet ist, die Repression der chinesischen Zivilgesellschaft zu mildern, bleibt jedoch ungeklärt. Dissidenten sitzen weiterhin ohne Prozess und rechtsstaatliches Verfahren in Haft. Das Internet wird rigider als je zuvor kontrolliert. Die freie Meinungsäußerung der Bürger wird weiterhin als Bedrohung des Systems angesehen und unterdrückt.

So bleibt als vorläufiges Fazit der jetzt verkündeten Strategie festzuhalten: China will erste vorsichtige Schritte unternehmen, um ein bisschen mehr Markt und weniger Staat zuzulassen, aber ob damit bereits der unumkehrbare Weg zu einer Marktwirtschaft und Zivilgesellschaft nach westlichen Vorstellungen erreicht werden kann, darf bezweifelt werden. Die jetzige politische Führung befindet sich auf einer Gratwanderung. Absturzgefahr ist nicht auszuschließen.