

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 –, so dass 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 Neuhoof, 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

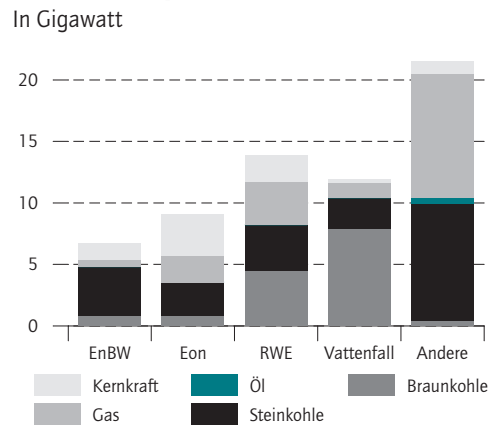
Grundlage der Modellierung sind die im Jahr 2020 verbleibenden konventionellen Kraftwerke mit den sehr unterschiedlichen Kraftwerksportfolios der größten Unternehmen, die durch Braunkohle (Vattenfall), teilweise durch Steinkohle (EnBW) beziehungsweise

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).

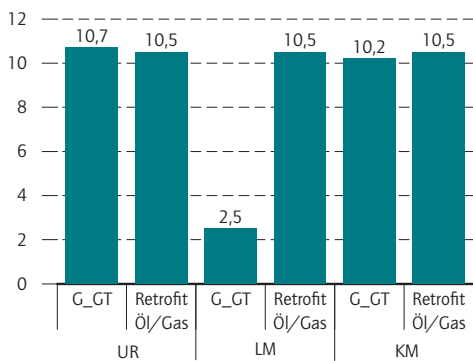
Während alle Mechanismen zu einer vollständigen Modernisierung von Öl- und Gaskraftwerken an der Altersgrenze führen (10,5 Gigawatt), zeigen sich beim Umfang der benötigten Neuinvestitionen deutliche Unterschiede

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

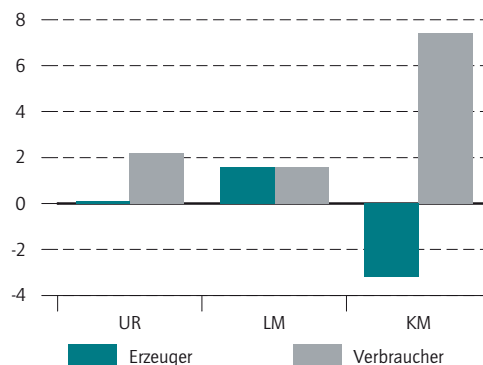
Die untersuchten Ansätze lassen unterschiedliche Wirkungen auf die Stromverbraucher und die Stromerzeuger erwarten (Abbildung 3).

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.

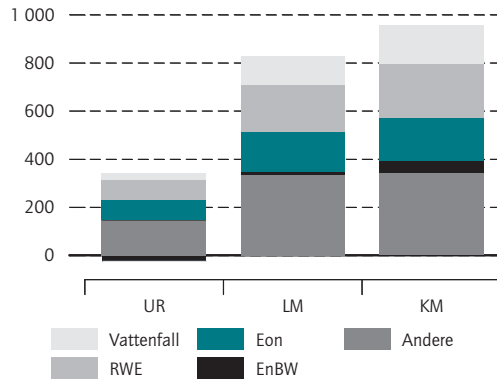
Mitnahmeeffekte bei etablierten Stromerzeugern

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.

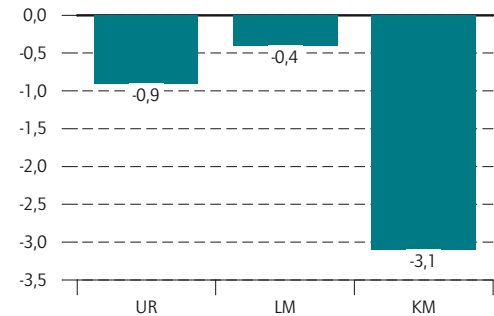
Gesamteffekte auf die sektorale Wohlfahrt

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



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

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. Wolf-Peter 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.