ECONSTOR
Make Your Publications Visible.

A Service of
ZBW
Leibniz-Informationszentrum Wirtschaft
Leibniz Information Centre for Economics

Amelung, Torsten

Article — Digitized Version

Die Rolle von Gaskraftwerken nach der Energiewende - Brückentechnologie oder Stützpfeiler der Stromversorgung?

Zeitschrift für Energie, Markt, Wettbewerb

Suggested Citation: Amelung, Torsten (2011) : Die Rolle von Gaskraftwerken nach der Energiewende - Brückentechnologie oder Stützpfeiler der Stromversorgung?, Zeitschrift für Energie, Markt, Wettbewerb, ISSN 1611-2997, Energate GmbH, Essen, Iss. 5, pp. 14-19

This Version is available at:
https://hdl.handle.net/10419/235688

Standard-Nutzungsbedingungen:

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

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

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

Terms of use:

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

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

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

WWW.ECONSTOR.EU

Mitglied der Leibniz-Gemeinschaft

Die Rolle von Gaskraftwerken nach der Energiewende

Brückentechnologie oder Stützpfeiler der Stromversorgung?

Der Anteil von Gaskraftwerken an der Stromerzeugung in Deutschland hat in den letzten zehn Jahren bedeutend zugenommen. Während im Jahr 2000 dieser Anteil noch rund acht Prozent betrug, lag er im Jahr 2010 bereits bei über 13 Prozent. Glaubt man den Prognosen der Institute IER, RWI und ZEW aus demselben Jahr würde der Anteil der Gaskraft an der Stromerzeugung bis 2030 auf rund 20 Prozent anwachsen, eine Prognose, die noch vor Fukushima und vor der Energiewende und dem folgenden schnelleren Ausstieg aus der Kernkraft gestellt worden war. Die tiefgreifenden Veränderungen auf dem Energiemarkt in Deutschland, die zum Teil unmittelbar auf die Energiewende zurückzuführen sind, haben auch Auswirkungen auf den Einsatz und die Investitionen in Gas- und Dampfturbinenkraftwerke (GuD), die im Folgenden als Gaskraft oder Gaskraftwerke bezeichnet werden.

VON DR. TORSTEN AMELUNG

Die Auswirkungen der regenerativen Stromerzeugung auf die Gaskraft

Das starke Wachstum der neuen regenerativen Energieträger beruht auf einem Förderungssystem, das bislang nicht kompatibel ist mit der wettbewerblich ausgerichteten Organisation der Großhandelsmärkte. Die Folge ist, dass sich die Position von Gaskraftwerken und anderen konventionellen Technologien in der Merit Order verschoben hat. Die Regenerativen haben Vorrang bei der Stromerzeugung. Sie können auf dem Großhandelsmarkt zu Grenzkosten von bis zu 0 Euro/MWh anbieten, denn die Vergütung erfolgt in Deutschland über den Umweg der Einspeisetarife und die Netznutzungsentgelte und nicht

über den Großhandelsmarkt. Obwohl Solarkraft in Deutschland bislang keinen großen Anteil an der Erzeugung hat, wird bei einem Vergleich der rechten Merit Order-Kurve mit der Solarkraft und der linken Merit Order-Kurve ohne Solarkraft deutlich, dass der Peak-Preis am Markt deutlich sinkt (Abb. 1). Der Effekt ist, dass manche Kraftwerkstypen immer weniger aufgerufen werden. Dazu gehören insbesondere alte Gaskraftwerke, aber auch ältere Kohlekraftwerke. Zugleich sinken die Erlöse der konventionellen Kraftwerke, die vor allem zu Peak-Zeiten, das heißt, tagsüber an Wochentagen, am Netz sein müssen. Damit drängen regenerative Energieträger die konventionellen Kraftwerke zunehmend aus dem Markt. Dieser Erfolg der Regenerativen ist zwar mit hohen Kosten verbunden, aber politisch erwünscht, um somit die Wende hin zu einer Stromversorgung auf Grundlage erneuerbarer Energiequellen zu bewältigen.

Indem die Erneuerbaren Marktanteile gewinnen, reduzieren sich die Zeiten, in denen konventionelle Kraftwerke am Netz sind, zunehmend auf die Stunden, in denen wenig Wind weht und wenig Sonne scheint. Die Anzahl dieser Stunden wird in dem Maße geringer, wie der Anteil erneuerbarer Energien wächst. Daher prognostiziert Pöyry (2011), dass sich die Auslastung der Kohle- und Gaskraftwerke in Deutschland, aber auch in Westeuropa insgesamt bis 2015 auf deutlich unter 50 Prozent verringern wird, bevor diese wieder langfristig ansteigt. Insbesondere ältere Gas- und Kohlekraftwerke geraten unter Druck, auch wenn diese bereits vollständig abgeschrieben sind. Denn unter den neuen Marktbedingungen gelingt es diesen Kraftwerken immer seltener, über einen bestimmten Zeitraum die fixen Kosten zu decken. Aus diesem Grund ist eine Konsolidierung des Marktes wahrscheinlich, der auf eine Schließung von älteren Anlagen und in Einzelfällen auf Ersatzinvestitionen an den jeweiligen Standorten hinausläuft.

Der Markt – Stütze oder Bremser für die Gaskraft?

Die Verdrängung durch subventionierte erneuerbare Energieträger ist jedoch nicht die einzige Herausforderung für die Investoren von Gaskraftwerken. Eine weitere Herausforderung ergibt sich daraus, dass sich die Preise für Gas nach der weltweiten Finanzkrise relativ schnell wieder erholt haben, während die Strompreise in Europa nachfragebedingt auf einem vergleichsweise niedrigen Niveau verharrten. Der Grund dafür liegt darin, dass Strom ein regionales Produkt ist, während Gas stärker durch den überregionalen, internationalen Wettbewerb geprägt ist.

Zum einen wird von einer Reihe von Gasproduzenten nach wie vor die Ölpreisbindung als ein Bestandteil der langfristigen Verträge verfochten. Diese Ölpreisbindung mag zwar ein Maßstab für die Substitutionskonkurrenz im Wärmemarkt sein. Für den Markt für Kraftwerksgas ist die Ölpreisindexierung bedeutungslos, da Gaskraftwerke in den meisten Ländern Europas mit Kohlekraftwerken, Kernkraftwerken oder Wasserkraftwerken konkurrieren. Die Kohlepreisindexierung wird jedoch nur noch selten als Preisbestandteil für langfristige Lieferverträge für Kraftwerke herangezogen. Indem sich der Ölpreis nach der Finanzkrise aufgrund der stabilen Nachfrage in den Schwellenländern Asiens und Lateinamerikas relativ schnell wieder erholt hat, zog das Gas auch vergleichsweise schnell nach. In Deutschland führte dies aufgrund der gesunkenen Nachfrage während der Finanzkrise zu einer Preisdifferenz zwischen den Preisen auf den Spotmärkten und denen von langfristigen Verträgen.

Der große Spread zwischen den Spotmarktpreisen und den Preisen aus langfristigen Lieferverträgen war jedoch nur von kurzer Dauer. Insbesondere einige Verbraucherländer in Asien nutzten die vergleichsweise niedrigen Preise an den Spotmärkten Europas und ins-

Abb. 1 Merit Order-Kurven mit und ohne Solarkraft

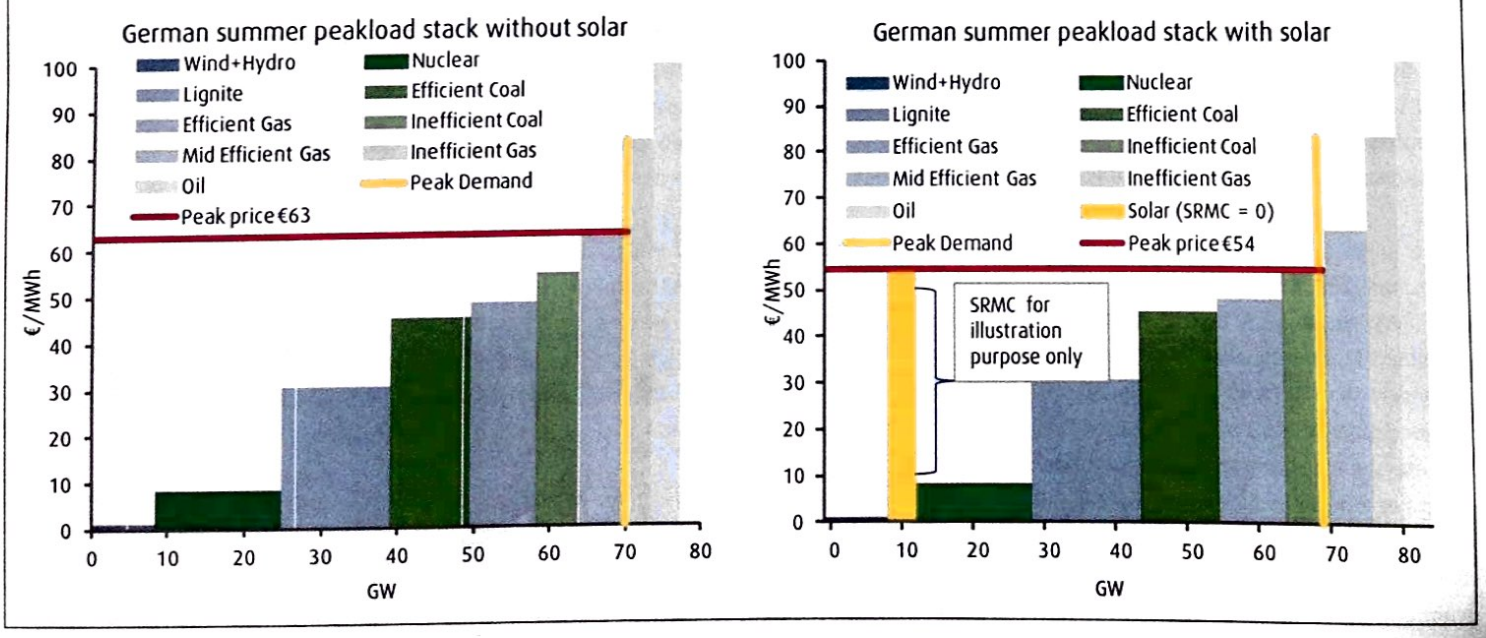
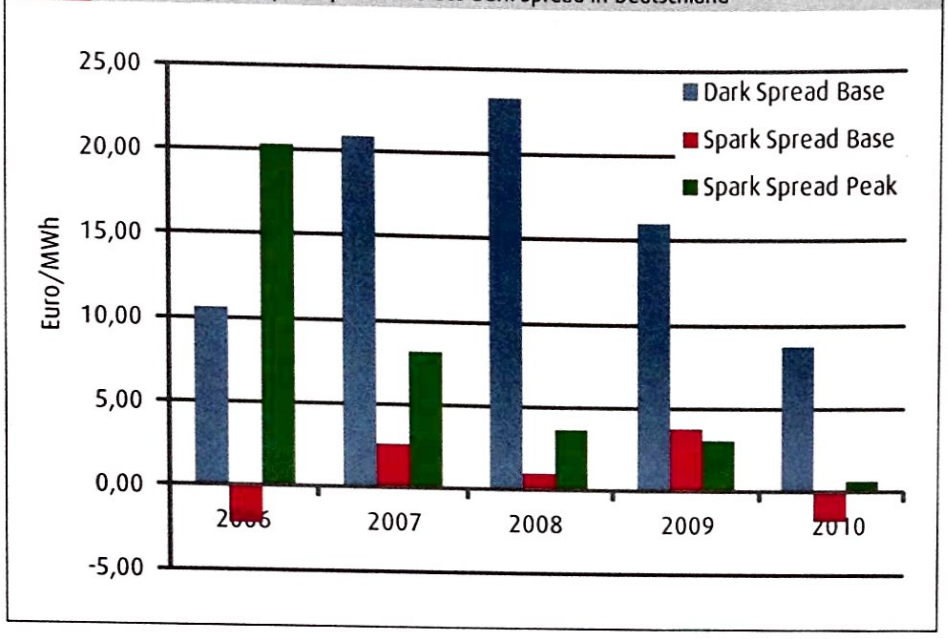


Abb. 2 Entwicklung des Spark Spread und des Dark Spread in Deutschland



besondere den Sommer-Winter-Spread, um sich im Sommer 2010 verstärkt mit LNG-Gas einzudecken. Die Folge war, dass sich der sogenannte Clean-Spark-Spread, der die Marge für Gaskraftwerke als Differenz zwischen dem Strompreis einerseits sowie dem Gaspreis und CO_2-Preis andererseits anzeigt, weiter verschlechterte.

Abbildung 2 zeigt die Entwicklung der Spark Spreads und der Dark Spreads in Deutschland. Wie das Schaubild zeigt, sind die Gewinnmargen für Gaskraftwerke in den letzten Jahren dramatisch zurückgegangen. Der Spark Spread für Baseload-Preise war insgesamt negativ. Der Spark Spread für Peakload-Strompreise bewegte sich deutlich unter zehn Euro/MWh. Das ist ein Niveau, bei dem sich die Kapitalkosten für eine Investition nicht mehr am Markt verdienen lassen. Dabei ist anzumerken, dass sich diese Darstellung des Spark Spreads auf neue Kraftwerke mit einer vergleichsweise hohen Effizienz bezieht. Ältere Kraftwerke mit einer niedrigeren Effizienz litten im Jahr 2010 unter einem Spark Spread, der auch zu Peak-Zeiten bei null lag oder negativ war. Ähnlich ist die Entwicklung des sogenannten Clean Dark Spread verlaufen, welcher die Differenz zwischen dem Strompreis einerseits sowie dem Preis für Kohle und dem Preis für CO_2 andererseits abbildet.

Einen interessanten Wirkungszusammenhang zum Spark Spread kann man Abbildung 3 entnehmen. Im linken Teil des Schaubilds ist zu sehen, wie sich die Spark Spreads in verschiedenen Monaten der einzelnen Jahre entwickelt haben. Vor 2009 haben Gaskraftwerke insbesondere in den Sommermonaten oder den Monaten des Spätherbst ihre Deckungsbeiträge verdient. Einen Grund für diese Änderung lässt sich aus dem rechten Teil des Schaubildes in Abbildung 3 erkennen: so gibt es eine statistisch relevante negative Korrelation zwischen der Änderung in der täglichen Erzeugung von Wind- und Solarstrom einerseits und der Änderung des Spark Spreads andererseits. Als Begründung kann hier angeführt werden, dass die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien tendenziell peaklastig ist. Dies gilt insbesondere für die Solarkraft, die vor allem um die Mittagsstunden herum produziert, in denen bislang die Gaskraftwerke bis 2009 gute Deckungsbeiträge erwirtschaften konnten.

Diese Situation hat sich durch die Energiewende nicht grundsätzlich verbessert. Zwar sind aufgrund des Kernkraft-Moratoriums und des Produktionsausfalls der alten Kernkraftwerke im März 2011 die Strompreise für das Frontjahr 2012 deutlich angestiegen. Dieser Anstieg wurde jedoch zu einem guten Teil durch eine Zunahme des Gaspreises verursacht. So zeichnete sich ab, dass zur Stromerzeugung in Japan, aber auch in anderen Ländern Asiens verstärkt Gaskraftwerke herangezogen werden würden, was diesen Anstieg der Gaspreise beflügelte.

Die Gasproduzenten haben bislang noch keine schlüssige Strategie formuliert, wie mit dieser neuen Wettbewerbssituation für Gaskraftwerke umgegangen werden kann. Zwar haben alle Gasproduzenten und die von ihnen belieferten Importeure in Deutschland neue Gaskraftwerke als ein zukunftfähiges Kundensegment ausgemacht, das es zu bedienen gilt. Allerdings dürfen diese Pläne nicht darüber hinwegtäuschen, dass beim derzeitigen Gaspreisniveau die Auslastung der bestehenden Gaskraftwerke weiter sinken wird und Investitionsprojekte in Gaskraftwerke zunächst zurückgestellt werden.

Derzeit werden auch auf Seiten der Gasproduzenten verschiedene Wege erwogen, um dieses Potenzial zu entwickeln. Eine Idee besteht darin, die herkömmliche Ölpreisbindung für Kraftwerksgas wenigstens zum Teil durch eine Spotpreisbindung oder Strompreisindexierung zu ersetzen. Darüber hinaus überlegen Gasproduzenten auch, sich als Investoren von Gaskraftwerken zu engagieren. Dieser Ansatz wurde bislang jedoch nur in Einzelfällen außerhalb von Deutschland umgesetzt. Ein Grund mag dabei gewesen sein, dass diese Kraftwerke den Renditeansprüchen von Gasförderunternehmen nicht gerecht geworden sind.

Auch einige der Gasimportunternehmen sind sich der Preisstellung der Altverträge mit den Gasproduzenten bewusst und versuchen daher ihrerseits auf dem Verhandlungswege die Preisformeln der langfristigen Verträge anzupassen. Inwiefern dies gelingt und zu einer erhöhten Wettbewerbsfähigkeit von Gaskraftwerken in Deutschland führen kann, ist aus heutiger Sicht kaum zu beurteilen.

Droht uns Marktversagen oder Staatsversagen?

Dem Gasmarkt steht gegenüber, dass gerade das starke Wachstum von erneuerbaren Energieträgern in Deutschland eines konventionellen Kraftwerksparks bedarf, der flexibel eingesetzt werden kann,

um die Produktionsschwankungen der wetterabhängigen Solar- und Windkrafterzeugung aufzufangen.

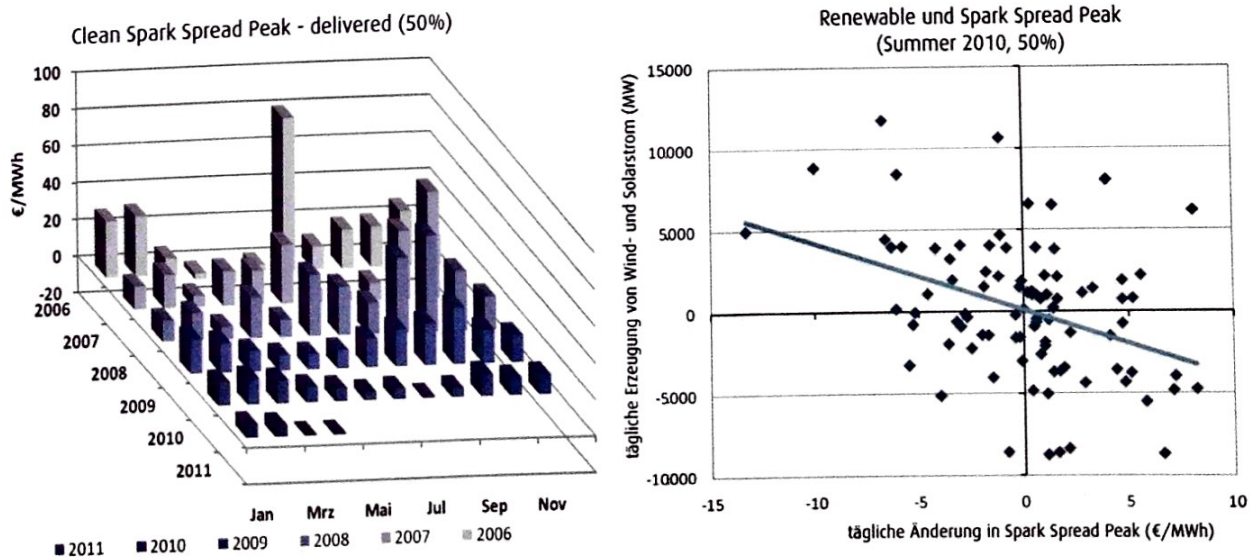
Denn die erneuerbaren Energien tragen dazu bei, dass die Nachfrage nach konventioneller Energieerzeugung volatiler wird. Die Abbildung 4 zeigt die Entwicklung der Nachfrage und der Residualnachfrage an einem Tag. Die Residualnachfrage ergibt sich, wenn man von der Nachfrage nach Strom die Einspeisung erneuerbarer Energien subtrahiert. Diese Residualnachfrage ist demnach die Nachfrage, welche durch die gesteuerte konventionelle Stromerzeugung bedient werden muss. Die horizontale Achse zeigt die einzelnen Stunden des Tages an. Auf der vertikalen Achse wird die Kapazität abgebildet, die zur Befriedigung der Nachfrage und der Residualnachfrage notwendig ist. Die einzelnen Werte sind dabei die Durchschnittswerte aller Tage im 1. Quartal 2011. Das Schaubild verdeutlicht, dass bei der gesamten Stromnachfrage während eines Durchschnittstages die maximale notwendige Last um den Faktor 1,3 von der minimalen Last abweicht. Bei der Residualnachfrage weicht die maximale Last um den Faktor 1,4 von der minimalen Last ab.

Dies bedeutet, dass flexible konventionelle Kraftwerke wie beispielsweise Gaskraftwerke notwendig sind, um die Residualnachfrage zu decken. Die derzeitige politische Diskussion wird bestimmt von der Befürchtung, dass in den nächsten Jahren angesichts der Abschaltung der älteren Kernkraftwerke eine Lücke entstehen könnte, die die Stromversorgung in Deutschland an wind- und sonnenarmen Tagen gefährden könnte. Vor diesem Hintergrund hat die Bundesnetzagentur untersucht, ob es notwendig ist, zumindest eines der alten Kernkraftwerke in Kaltreserverve zu halten. Die Untersuchungen haben ergeben, dass dies für den kommenden Winter nicht notwendig sein wird, da diese Reserveleistungen auch durch zur Verfügung stehende konventionelle Kraftwerke gestellt werden könnten, die zurzeit wegen der geringen Dark und Spark Spreads kaum angefahren werden. Das Risiko eines überregionalen Blackout in Deutschland ist daher kurzfristig als sehr gering zu betrachten. Regionale Engpässe können jedoch mittelfristig entstehen, wenn die Pläne zum Ausbau der Netze nicht umgesetzt werden.

Anders stellt sich diese Problematik dar, wenn wir mittelfristig und langfristig die sogenannte Residualnachfrage decken wollen. So geht von den derzeitigen Erlösen am Strommarkt kein Anreiz aus, alte Kohle- und Gaskraftwerke am Netz zu halten oder in neue Kraftwerke zu investieren. Allerdings zeigt ein Blick auf die derzeitigen Investitionen in konventionelle Kraftwerke in Deutschland, dass zumindest in den nächsten zwei bis drei Jahren diese Investitionen nicht ausbleiben werden. So werden aufgrund der derzeitig im Bau begriffenen Projekte knapp 7.000 MW neue Kohlekapazität und rund 1.600 MW neue Gaskapazität geschaffen, welche allein gemessen an der Kapazität den kurzfristigen Wegfall der alten Kernkraftwerke ersetzen werden. Auch Statkraft baut am Standort Knapsack einen weiteren Block hinzu. Diese Erweiterungsinvestition war bereits im Jahr 2010 vom Aufsichtsrat des Unternehmens genehmigt worden. Allerdings wird deutlich, dass die meisten Investoren auf Kohlekraftwerke setzen. Dies könnte damit zusammenhängen, dass die Betreiber die Unsicherheit steigender CO_2-Preise der Unsicherheit über die zukünftige Entwicklung der Gaspreise vorziehen.

Um auch langfristig Anreize für Investitionen in konventionelle Kraftwerke zu schaffen, werden zur Zeit in der Politik verschiedene Maßnahmen diskutiert. Eine dieser Maßnahmen besteht darin, dass – zeitlich befristet – für Projekte, die im Jahr 2013 mit dem Bau beginnen, ein gedeckelter Baukostenzuschuss von 15 Prozent der Investitionssumme gezahlt werden soll. Eine solche Maßnahme ist jedoch fragwürdig. Zum einen entstünden Mitnahmeeffekte, weil

Abb. 3 Korrelation von Spark Spread sowie Solar- und Windstromerzeugung



allein ein derartig gedeckelter Zuschuss bei den derzeit gegebenen Daten die Planungsrechnung eines Gaskraftwerks nicht maßgeblich verbessern würde. Zweitens ist aufgrund der bereits im Bau befindlichen Projekte und der nur wenig bis gar nicht ausgelasteten Kraftwerke in den nächsten drei bis fünf Jahren nicht mit einer Knappheit von Erzeugungskapazitäten zu rechen. Im Gegenteil: Es ist wahrscheinlich, dass eine Marktbereinigung stattfinden wird und ältere Kraftwerke vom Netz gehen müssen. In einer solchen Situation einigen Projekten Subventionen für einen begrenzten Zeitraum zu gewähren und anderen nicht, ist ordnungspolitisch verfehlt.

Eine weitere Idee, um Anreize für Investitionen in konventionelle Kraftwerke und insbesondere Gaskraftwerke zu schaffen, ist die Einführung von Kapazitätsmärkten, wie sie auch vom Bundesrat vorgeschlagen wurde. Die Konzepte von Kapazitätsmärkten sind unterschiedlich und vielfältig. Gemeinsam ist allen, dass statt Märkte für den Handel elektrischer Energie, die auch als Energy-only-Märkte bezeichnet werden, Märkte oder Mechanismen für die Vorhaltung von Erzeugungskapazität entstehen sollen. Die Entlohnung der Kraftwerke würde erfolgen, unabhängig davon, ob deren Leistung abgerufen wird oder nicht.

Die Bestimmung der erforderlichen Kapazitätsmengen und Kapazitätszahlungen erfordern weitgehende regulatorische Eingriffe, die Effizienzverluste nach sich ziehen können:

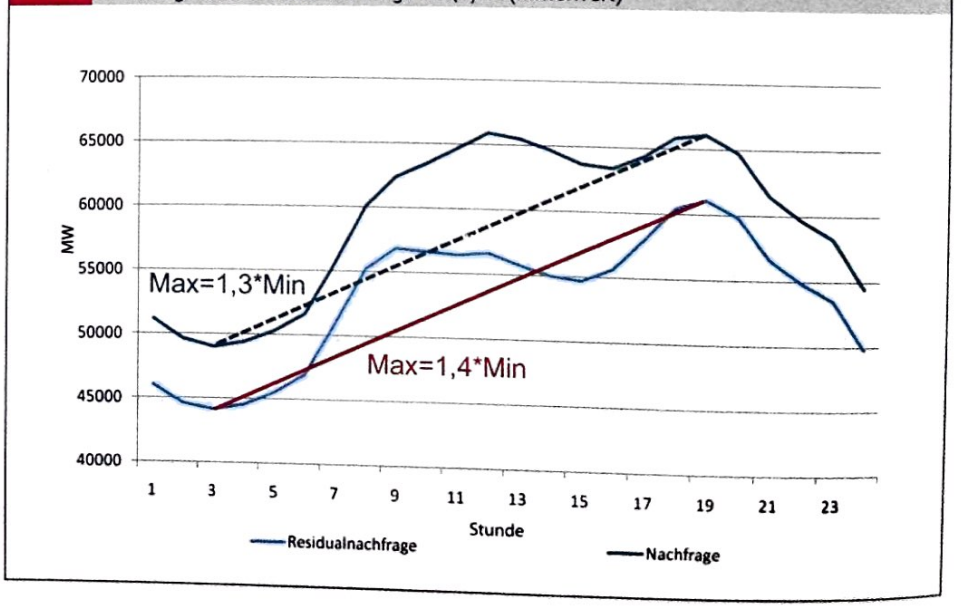
- Es müsste eine zentrale Aufsichtsbehörde geschaffen werden, die zusammen mit den Netzbetreibern die benötigten Kapazitätsmengen und Kraftwerkstypen aufgrund einer Prognoseentscheidung festlegt. Im Prinzip läuft dieses System auf eine zentrale Investitionsplanung hinaus. So tendieren Kapazitätsmärkte dazu, subventionierte Überkapazitäten zu schaffen.
- Kapazitätsmärkte erfordern eine zentrale Kraftwerkseinsatzplanung. Nicht der Kraftwerksbetreiber, sondern auch der Marktoperator oder der Netzbetreiber bestimmen, wann welches Kraftwerk hoch- und heruntergefahren wird. Dies setzt voraus, dass der Marktoperator sich ebenso gut mit den Gegebenheiten des Kraftwerks wie beispielsweise Spark Spreads und individuellen Gasbezugsverträgen auskennt wie der Investor bzw. der Betreiber.
- Die Rendite oder die Erlöse des Kraftwerksbetreibers werden begrenzt, indem entweder Höchstbeträge für Arbeitspreise definiert werden oder eine Rückzahlung der Kapazitätsprämie erfolgt, wenn die Erlöse aus verkaufter Arbeit bestimmte Grenzen überschreiten. Damit werden die Investitionsrisiken implizit auf die Allgemeinheit umgelegt.
- In einem zentralen Marktdesign haben Erzeuger, Versorger und Endverbraucher weniger Möglichkeiten und Anreize, ihr jeweiliges Portfolio durch Handel zu optimieren. Die Folge sind Effizienzverluste, die in einem derartigen System häufig sozialisiert werden.

Als Alternative müsste geprüft werden, ob eine Weiterentwicklung des jetzigen Marktdesigns von Energy-Only-Märkten und Regelenergiemärkten die Voraussetzungen für Investitionen nicht verbesserten. Grundsätzlich können Energy-only-Märkte auch dann effizient funktionieren, wenn konventionelle Kraftwerke wegen der verringerten Residuallast nur noch in wenigen Jahresstunden zum Einsatz kommen. Dies würde bedeuten, dass die Kraftwerke, die nur wenige Stunden laufen, durch entsprechend hohe Preise auf den Großhandelsmärkten oder den Regelenergiemärkten in die Lage versetzt werden, ihre Gesamtkosten einschließlich der Fix- und Kapitalkosten zu decken. Dieses zeitweilig erhöhte Preisniveau bei geringerer Kapazitätsreserve müsste jedoch sowohl von den Endverbrauchern, der Politik und den Aufsichtsbehörden akzeptiert werden, weil nur durch derartige Preissignale Kraftwerksinvestitionen zustande kommen oder die Stilllegung bestehender Kraftwerke unterbleibt. Die Auswirkungen derartiger Preisspitzen auf das durchnittliche Strompreisniveau wären ohnehin gering, wenn man davon ausgeht, dass diese Spitzen nur für wenige Stunden im Jahr bestehen.

In einigen Großhandelsmärkten im Ausland wurden Höchstgrenzen für Peak-Preise am Großhandelsmarkt gesetzt. Was zur Folge hatte, dass sich Spitzenlastkraftwerke nicht ohne Subventionen rentieren konnten und Kapazitätsmärkte eingeführt werden mussten.

Eine wichtige Rolle bei der Weiterentwicklung des Marktdesigns spielt dabei der Regelenergiemarkt, da er die unvermeidlichen Prognosefehler einer wetterbedingt schwankenden Stromerzeugung ausgleichen muss.

Abb. 4 Nachfrage und Residualnachfrage in Q1/11(Mittelwert)



- Durch eine einfache Ausweitung der auf nationaler Ebene vorgehaltenen Regelenergiekapazitäten könnte die Systemsicherheit maßgeblich verbessert werden. Zusätzlich könnten regionale Kapazitätsmaßnahmen notwendig werden, wenn der Netzausbau in Nord-Süd-Richtung nicht wie geplant umgesetzt wird. Diese könnten regional ausgeschrieben werden und einen längeren Zeitraum umfassen.
- Der Regelenergiemarkt könnte gestärkt werden, indem er als zentraler Markt ausgestaltet wird, an dem alle Flexibilitätsprodukte angeboten werden, also auch nachfrageseitige und längerfristige. Nur so wird sichergestellt, dass der Netzbetreiber immer die günstigste Form abruft. Dies sorgt für höhere Transparenz, einen stärkeren Wettbewerb und geringere Kosten.

Eine weitere Maßnahme, marktorientierte Kapazitäten zu fördern, könnte darin bestehen, dass die regenerative Stromerzeugung, die bislang vom EEG erfasst ist, schrittweise in das oben beschriebene System aus Energy-only-Märkten und Regelenergiemärkten integriert wird. So müssen die Anlagenbetreiber einen Anreiz erhalten, ihre Produktion an die Stromnachfrage anzupassen. Die optionale Marktprämie ist zwar ein Schritt in die richtige Richtung. In Zukunft wäre es jedoch wichtig, dass die Vermarktung des EEG-Stroms mit Einspeisevergütung wirtschaftlicher erfolgt und dass alle Segmente des Strommarktes (einschließlich der langfristigen Vermarktung) genutzt werden. Anstelle der Übertragungsnetzbetreiber könnten die Teilnehmer am Großhandelsmarkt die Vermarktung übernehmen, so dass ein Wettbewerb um die effizienteste Vermarktungsstrategie entstehen kann. Mittelfristig gilt es auch zu überlegen, die erneuerbaren Stromerzeuger grundsätzlich in die Regeln und die Verpflichtungen des Regelenergiemarktes einzubeziehen.

Fazit

Die Energiewende in Deutschland zeichnete sich in erster Linie dadurch aus, dass die Kernkraftwerke früher als ursprünglich angenommen vom Netz genommen werden sollen. Andere Bestandteile der Energiewende haben sich dadurch nicht verändert, wie das starke Wachstum der erneuerbaren Energien in Deutschland, der damit verbundenen Notwendigkeit zum Ausbau der Netze sowie die Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz. Auf den ersten Blick sprechen alle diese Faktoren für GuD-Kraftwerke als einem Eckpfeiler der zukünftigen Energieversorung. Denn Gaskraftwerke können aufgrund der vergleichsweise niedrigen Kapitalkosten und der Möglichkeiten der flexiblen Fahrweise wetterbedingte Lastschwankungen durch die Erneuerbaren ausgleichen. Voraussetzung dafür sind jedoch strukturelle Änderungen in der Preisgestaltung von Kraftwerksgas und eine Weiterentwicklung des bestehenden Marktdesigns von Energy-only- und Regelenergiemärkten. Eine Einführung von Kapazitätsmärkten birgt hingegen mehr Risiken, da die Gefahr von Fehlallokationen und Überinvestitionen durch Subventionen deutlich steigt. ■

zur Person

Dr. Torsten Amelung

- 1979-1984 Studium der Volkswirtschaft und Betriebswirtschaft an der Universität Köln
- 1989 Promotion
- 1995-1998 Leiter der Abteilung Strategie der RAG AG
- 1999–2002 Geschäftsführer der TXU Deutschland GmbH
- 2001-2003 Vorstand bei der Stadtwerke Kiel AG
- seit 2003 Geschäftsführer der Statkraft Markets GmbH, Düsseldorf
- Senior Vice President Trading & Origination

Anzeige