

Aktuelle Marktinformationen für Kunden und Interessenten im Juli 2011

Kapazitätsmärkte: neues Marktdesign für die Stromerzeugung?

Der mittlerweile beschlossene Ausstieg aus der Kernenergienutzung entzieht dem Strommarkt bis 2022 erhebliche Kraftwerkskapazitäten. Studien sehen dadurch ein vorübergehendes Defizit an Kraftwerksleistung – insbesondere in Süddeutschland – in der Größenordnung von 1.000 MW. Die Bundesnetzagentur plant hier bereits den Markt flankierende Eingriffe zur Sicherung von Reservekapazität im Erzeugungssektor¹.

Während die deutschlandweite Kapazitätsdeckung sich absehbar aufgrund der geplanten Kraftwerksneubauten wieder entspannen wird, sind in Süddeutschland auch über 2013 hinaus Unterdeckungen möglich². Langfristig wird zudem der Zubau von erneuerbaren Energien (EE) die Anreize zum Neubau konventioneller Kraftwerke reduzieren – jedoch ohne dass der Bedarf an gesicherter Leistung in gleichem Umfang sinkt. Es stellt sich daher die Frage, wie ein Mechanismus gestaltet werden könnte, der wirtschaftlich effiziente und ggfs. lokal differenzierte Anreize für den Neubau von regelbarer Kraftwerksleistung schafft.

Denn auch bei Nichtabruf tragen betriebsbereite konventionelle Kraftwerke zur Versorgungssicherheit bei und stellen damit eine volkswirtschaftliche Leis-

tung bereit. Dieser Leistung stehen unter dem momentanen Marktdesign keine Erlöse gegenüber.

Bereits seit längerem sind deshalb Mechanismen in der Diskussion, die Kraftwerken ihre einsatzbereite Leistung vergüten – und nicht nur die erzeugte Arbeit. Ein solcher Vergütungsmechanismus schafft zudem einen Anreiz, zusätzliche Kraftwerksleistung ans Netz zu bringen und damit die Versorgungssicherheit zu erhöhen. Zudem wäre in diesem Rahmen durch lokal differenzierte Anreize eine bessere Steuerung der Struktur der Stromerzeugung möglich.

Treiber für einen Kapazitätsmarkt

Für die Einführung eines kapazitätsorientierten Erlösmechanismus werden im Allgemeinen drei zentrale Argumente genannt.

1) Mangelnder Deckungsbeitrag des Grenzkraftwerks in der Merit Order

In Deutschland bildet sich der Strompreis über die variablen Kosten des letzten noch zur Lastdeckung benötigten Kraftwerks (Vgl. Abbildung 1). Daraus folgt, dass Spitzenlastkraftwerke kaum Deckungsbeiträge auf ihre Fixkosten erwirtschaften, da sie selbst näherungsweise den Preis setzen und dieser somit nahe an ihren tatsächlichen Erzeugungskosten liegt.

Bisher stellten die Minutenreservemärkte eine implizite Kapazitätsprämie für diese Spitzenlastkraftwerke (insbesondere Gasturbinen) zur Verfügung. Durch den Preisverfall am Minutenreservemarkt ist diese kapazitätsorientierte Erlösquelle jedoch nicht mehr in dieser Höhe gegeben. Die Grenzkraftwerke erhalten also für den volkswirtschaftlichen Wert, den sie zur Verfügung stellen, nur geringe Erlöse.

¹ BNetzA: „Auswirkungen des Kernkraftwerk-Moratoriums auf die Übertragungsnetze und die Versorgungssicherheit“; 2011

² Übertragungsnetzbetreiber: „Auswirkungen des Kernkraftwerk-Moratoriums auf das elektrische System im Jahr 2011/2012“; 2011

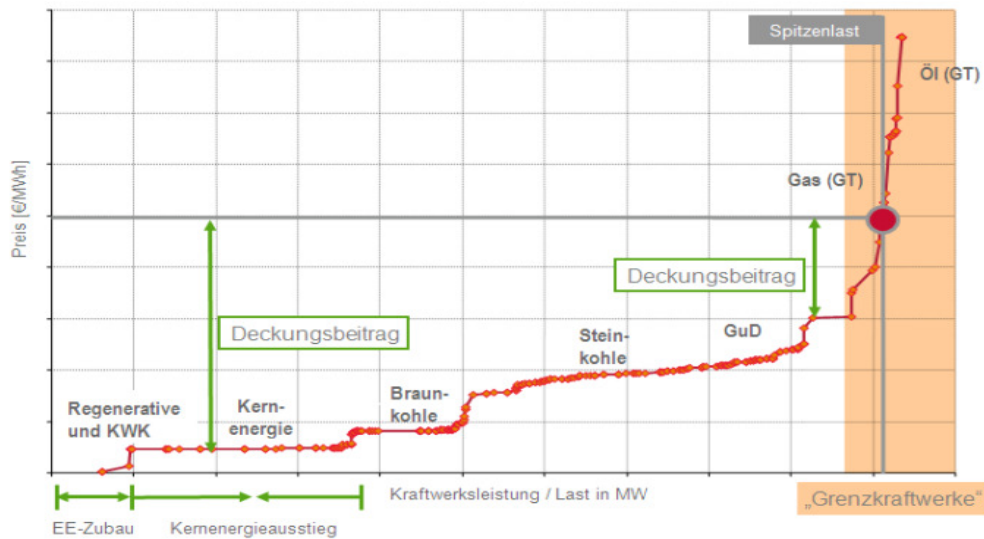


Abbildung 1: Positionierung der Grenzkraftwerke in der Merit Order

Gasturbinen werden deshalb aktuell auch nicht marktgetrieben zugebaut. Diese Situation wird allerdings erst dann (systemtechnisch) problematisch, wenn der marktgetriebene Zubau an konventioneller Kraftwerksleistung (GuD-, Braun- und Steinkohle) nicht mehr ausreicht, um die Versorgungssicherheit auf dem gewünschten Niveau zu garantieren.

2) Zubau erneuerbarer Energien

Die Treibhausgasemissionen in Deutschland sollen bis 2050 gegenüber 1990 um mindestens 80% reduziert werden³. Legt man zusätzlich den Kernenergieausstieg zugrunde, so impliziert dies für den Stromsektor eine Umstellung auf eine weitgehend von erneuerbaren Erzeugungstechnologien dominierte Stromproduktion. Die nicht regelbaren EE-Anlagen bieten grundsätzlich mit Grenzkosten nahe Null in den Markt und reduzieren dadurch die Abrufhäufigkeit von konventionellen Kraftwerken und den Großhandelsstrompreis (vgl. Abbildung 1).

Aufgrund des niedrigen Beitrags der EE zur gesicherten Leistung nimmt der Bedarf an konventioneller Kraftwerksleistung jedoch nicht in gleichem Maße ab, wie Erneuerbare zugebaut werden. Es könnte daher in Zukunft eine Situation eintreten, in der rein strommarktgetrieben kein hinreichender Zubau von konventioneller Kraftwerksleistung mehr erfolgt.

³ BMWi/BMU: „Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung“; 2010

Dabei handelt es sich nicht um eine Zwangsläufigkeit, denn Bioenergieanlagen und auch Erneuerbare in Kombination mit Speichertechnologien würden zu durchaus hohen (Opportunitäts-)Kosten preiswirksam in den Markt bieten. Kurz- und mittelfristig wirkt auch der Kernenergieausstieg dieser Entwicklung entgegen, da er die Merit Order verkürzt (Linksverschiebung). Zu einem späteren Zeitpunkt könnten jedoch zusätzliche Anreize für Kraftwerksneubauten notwendig werden.

3) Auftreten von Netzengpässen

Die Umstellung auf eine dezentrale und erneuerbare Erzeugungsstruktur führt zu Netzausbaubedarf. Ein lokal gesteuerter Zubau konventioneller Kraftwerke könnte vor diesem Hintergrund dazu beitragen das Netz zu entlasten. Darüber hinaus ist es grundsätzlich ökonomisch ineffizient, dass Kraftwerksinvestoren die Auswirkungen ihrer Standortwahl auf das Stromnetz derzeit nicht in ihren Entscheidungsprozess einbeziehen.

Um dies zu ändern, bedarf es einer Anreizstruktur, die die Kosten des Gesamtsystems in die unternehmerische Entscheidung einfließen lässt. Das bestehende System der Auszahlung vermiedener Netznutzungsentgelte erzeugt dabei tendenziell sogar Fehlankreize, da es einen verstärkten Kraftwerkszubau in Netzabschnitten mit einem hohen Kostenniveau motiviert.

Ausgestaltung unterschiedlicher Kapazitätsmechanismen

Die nachfolgend diskutierten Kapazitätsmechanismen sollen Investoren dazu bewegen eine Investitionsentscheidung zu tätigen, die ohne diesen Mechanismus nicht wirtschaftlich vorteilhaft ist. Diese Aussage gilt sowohl für die Zubauentscheidung an sich, als auch für die Ortswahl des zu bauenden Kraftwerks. Auch ein Anreiz, derzeit unwirtschaftliche Bestandskraftwerke im Markt zu halten (die ohne einen Anreizmechanismus stillgelegt würden), ist grundsätzlich denkbar.

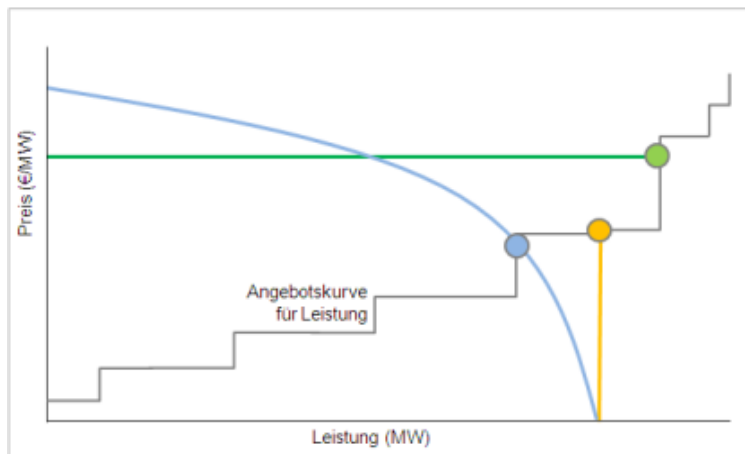


Abbildung 2: Schematische Darstellung der Wirkungsweise der Kapazitätsmechanismen

- **Fixe Preisvorgabe**
 Regulator setzt Preissignal für neue Kapazitäten, Investoren entscheiden, wie viel Kapazität darstellbar ist.
- **Fixe Kapazitätsvorgabe**
 Regulator definiert notwendige Kapazität (ggfs. lokal differenziert) und schreibt diese aus (Bieterverfahren).
- **Flexible Mechanismen**
 Ausgeschriebene Kapazität oder Preis werden durch Regulator dynamisch in Reaktion auf den Markt angepasst.

Aufgrund der Risikoaversion von Investoren, muss ein zusätzlicher Anreiz entweder in der Erhöhung der erwarteten Rendite oder in der Senkung des wirtschaftlichen Risikos liegen. Im Folgenden wird das mögliche Instrumentarium hierfür dargestellt.

1) Anreiz über Knappheitspreise

Der Strommarkt kann in einer Situation der Kapazitätsknappheit aus sich selbst heraus, durch so genannte Knappheitspreise, starke Anreize für den Zubau von Kraftwerken setzen. Dabei handelt es sich um Preise, die deutlich über die reinen Erzeugungskosten des Grenzkraftwerks hinausgehen. Sie kommen u.a. durch eine Umschichtung von Termin- und OTC-Strommengen in den Spotmarkt zustande und spiegeln somit Opportunitätskosten wieder.

Da am Spotmarkt jedoch Strom über das Einheitspreisverfahren gehandelt wird, kommt es durch hohe Knappheitspreise zu massiven Windfall-Profits für alle bestehenden Kraftwerke. In einer solchen Knappheitssituation bestehen darüber hinaus grundsätzlich Risiken für die Versorgungssicherheit. Daher wäre im Vorfeld die Aktivierung von größeren Nachfrageflexibilitäten (durch preisgesteuerte Nachfrage-reduktion / Demand-Side-Management) notwendig.

2) Anreiz über fixe Kapazitätsvorgabe

Bei dieser Ausgestaltung definiert eine unabhängige Stelle (Regulator, Monitoring-Stelle) die absehbar

notwendige Erzeugungskapazität im System – ggfs. lokal differenziert. Der sich daraus ergebende Leistungsbedarf wird am Markt ausgeschrieben (Vgl. gelbe Linie in Abbildung 2).

Ein Beispiel für die effiziente Ausgestaltung eines vergleichbaren Marktdesigns ist der deutsche Minutenreservemarkt: die Übertragungsnetzbetreiber ermitteln den Bedarf an Minutenreserve und schreiben ihn aus. Die Marktteilnehmer bieten auf die Bereitstellung von Minutenreserve. Dann werden gestaffelt die günstigsten Angebote ausgewählt, bis der Bedarf gedeckt ist. Auch international wurden, basierend auf einem solchen Design, effiziente Kapazitätsmärkte geschaffen - beispielsweise in New England, USA).

Land	Grundmodell	Dauer der Festlegung der Kapazitätsprämie	Integration mit Strommarkt	Preiswirkung auf den Strommarkt	Gestaltung der Erlös Komponente	Zieltechnologie
Spanien	Fixe Preisvorgabe	10 Jahre	Kraftwerke können regulär am Strommarkt agieren	Zusätzliche Kapazität kommt in den Markt; tendenziell preissenkend	Maximal 28.000 €/MW*a	Neue Gasturbinen- & GuD Kraftwerke
USA (PJM)	Flexibler Mechanismus	3 Jahre	Kraftwerke können regulär am Strommarkt agieren	Zusätzliche Kapazität kommt in den Markt; tendenziell preissenkend	Bei avisierter Kapazitätsmenge ca. 38.000 €/MW*a	Neue Gasturbinen- & GuD-Kraftwerke
Schweden und Finnland	Fixe Kapazitätsvorgabe	Max. 3 Jahre	Reservebildung; Einsatz im Strommarkt nur bei Kapazitätsknappheit	Dem Strommarkt wird Kapazität entzogen; Grundsätzliche preisteigernd, dafür Begrenzung von Knappheitspreisen	Erstattung der fixen Betriebskosten; anteilige Beteiligung an den Erlösen am Strommarkt in Knappheitsfällen	Alte Kohlekraftwerke
Neuseeland	Knappheitspreise	-	-	-	Knappheitspreise bis zu 5.000 €/MWh	Demand Side Management

Tabelle 1: Internationale Beispiele; Ausgestaltungsmöglichkeiten

Ein solcher Kapazitätsmechanismus ließe sich exklusiv nur für Neuanlagen, für aus dem Markt gehende Altanlagen oder auch für den gesamten Anlagenbestand definieren. Die Erfahrung im Minutenreservemarkt hat gezeigt, dass eine entscheidende Determinante des Preisniveaus eines solchen Marktes die Opportunitätskosten sind. So lange also das Preisniveau am Strommarkt hoch genug ist, dass der Betrieb von Bestandsanlagen und die hinreichende Errichtung von Neuanlagen wirtschaftlich ist, dürfte es nicht zu nennenswerten Windfall-Profits kommen. Hierzu müsste jedoch ein liquider, kompetitiver Markt aufgebaut werden.

Eine einzelvertragliche Kontrahierung von Altkraftwerken in einer nicht in den Strommarkt integrierten Leistungsreserve ist als ein Mechanismus mit einer fixen Kapazitätsvorgabe zu verstehen. Ein solches System wird beispielsweise in Schweden und Finnland praktiziert. Aktuell plant die Bundesnetzagentur zur Kapazitätssicherung auf die Betreiber von Altanlagen in Süddeutschland einzuwirken. Dabei könnte es sich um ein vergleichbares „Marktdesign“ handeln⁴.

3) Anreiz über fixe Preisvorgabe

Preisbasierte Mechanismen unterscheiden sich von den Vorgenannten darin, dass den Investoren ein inflexibles Preissignal gesetzt wird (vgl. grüne Linie in Abbildung 2). Die Investoren entscheiden nun, ob ihnen ein Kapazitätszubau lohnend erscheint oder nicht. Da das Preissignal inflexibel bezüglich des Angebots an Kapazität ist, kann es zu einer Fehlsteuerung bezüglich der Menge der zugebauten

Kapazität kommen. Die rein administrative Bestimmung des Preisniveaus ist gegenüber einer markt-basierten Bestimmung diesbezüglich also unterlegen. Dem gegenüber steht als zentraler Vorteil, dass durch die marktunabhängige Bestimmung des Preisniveaus die Gefahr des Marktversagens begrenzt ist.

4) Anreiz über flexible Mechanismen

Flexible Mechanismen umfassen eine Vielzahl verschiedener Marktgestaltungen (vgl. blaue Linie in Abbildung 1). Ihr wesentliches Merkmal ist, dass die ausgeschriebene Kapazität oder der Preis in gegenseitiger Abhängigkeit variabel gestaltet werden.

In den USA existieren Kapazitätsmärkte mit solchen künstlichen Nachfragekurven. Diese werden bei einem gewünschten Kapazitätszubau so eingestellt, dass Neuanlagen die zu erwartenden Verluste einer neu gebauten Gasturbine am Strommarkt ersetzt bekommen. Wird mehr oder weniger als die geplante Kapazität in den Markt geboten, so weichen die gezahlten Kapazitätspreise von diesem Wert ab und regulieren damit den Zubau über ein variables Preissignal. Diese Form des Mechanismus stellt eine Verbindung der beiden Varianten mit fixen Vorgaben dar, auch bezüglich der Vor- und Nachteile.

Ausgestaltungsmöglichkeiten

Die zuvor genannten Modelle für die Ausgestaltung eines Kapazitätsmarktes können durch eine Vielzahl von Spezifikationen ausgestaltet werden. Erst die genaue Form der Umsetzung bestimmt dabei letztendlich den Grad der Eignung des Mechanismus.

⁴ BNetzA: „Auswirkungen des Kernkraftwerk-Moratoriums auf die Übertragungsnetze und die Versorgungssicherheit“; 2011

Mechanismus	Steuerbarkeit des Kapazitätszubaues	Steuerbarkeit der regionalen Erzeugungsstruktur	Risiko windfall-profits	Sensitivität bzgl. Marktversagen	Bewertung	Ranking
Knappheitspreise					1,6	4
Fixierter Preis					2,2	3
Flexible Vorgabe					2,6	2
Fixierte Kapazität					3	1
Gewichtung	40%	20%	20%	20%		

Tabelle 2: Bewertung der Kapazitätsmechanismen

Relevant ist letztendlich insbesondere die Integration des gewählten Kapazitätsmechanismus in den Energiemarkt. Dabei müssen einerseits die Erlöse eines Kraftwerks am Strommarkt in den Spezifikationen des Kapazitätsmechanismus antizipiert werden, andererseits ist die Rückwirkung des Kapazitätsmarktes auf den Strompreis zu berücksichtigen. In der Tabelle 1 ist die Bandbreite der internationalen Regelungen hierfür beispielhaft dargestellt.

Kapazitätsmechanismen zielen üblicherweise darauf ab, den Bau neuer Gaskraftwerke wirtschaftlich zu machen. Die Entwicklungen in Hinsicht auf einen Kapazitätsmarkt sind daher insbesondere für Kraftwerksinvestoren aus diesem Bereich relevant.

Bewertung denkbarer Mechanismen

Aus der Kombination der vorgestellten Kapazitätsmechanismen ist eine große Anzahl von Varianten denkbar. An dieser Stelle kann daher nur eine Bewertung ihrer strukturellen Eigenschaften vorgenommen werden (vgl. Tabelle 2).

Eine fixe Kapazitätsvorgabe setzt einen Kapazitätspreis in genau der geeigneten Höhe, um die Kapazitätsvorgabe zu realisieren. Damit ist die Steuerbarkeit in Bezug auf die in den Markt kommende Kapazität hoch und der der anderen Mechanismen überlegen. Je stärker der Kapazitätsmechanismus also eine Allokation der Kapazität durch den Markt (d.h. ohne administrative Steuerung) erlaubt, desto schlechter die Wertung bezüglich der Steuerbarkeit.

Der deutsche Strommarkt ist derzeit nicht zur Steuerung der regionalen Erzeugungsstruktur geeignet, ergänzende Kapazitätsmechanismen können dies leisten. Daher stellt dies ein weiteres Bewertungskriterium dar.

Administrativ gesetzte Kapazitätsprämien nehmen den Druck zum Preiswettbewerb aus dem Markt, sind aber durch ihre Preisobergrenze weniger anfällig für Marktmissbrauch (z.B. durch fehlenden Wettbewerb). Auf einem Kapazitätsmarkt, der auf einer fixen Kapazitätsvorgabe aufbaut, sollte sich ein an Opportunitätskosten orientiertes Preisniveau einstellen. Ohne Preisobergrenze besteht jedoch das Risiko des Missbrauchs.

Fazit

Die Entwicklung eines dezentralen und durch erneuerbare Stromerzeugung geprägten Energiesystems sowie die regional gebündelte Stilllegung wesentlicher Erzeugungskapazitäten durch den Atomausstieg machen zukünftig eventuell Kapazitätsanreize notwendig. Auch ohne technische Notwendigkeit wäre dies vermutlich volkswirtschaftlich effizient.

Hierfür steht ein breites Instrumentarium zur Verfügung. Eine erste Einschätzung der Kapazitätsmechanismen ist anhand einer Klassifikation nach Preisbildungsmechanismus möglich (s.o.).

Ein Kapazitätsmarkt der, vergleichbar zum Design des deutschen Minutenreservemarkts, auf einer fixen Kapazitätsvorgabe aufbaut, erlaubt eine exakte Steuerung der Kapazität im System. Das Beispiel des deutschen Minutenreservemarkts zeigt, dass sich dadurch ein effizientes Allokationsergebnis einstellen kann. Auch internationale Beispiele eines solchen Marktdesigns erzielen gute Ergebnisse.

Die Verbindung der existierenden Märkte für Regelleistung mit einem Kapazitätsmechanismus ist daher eine interessante Perspektive. Die Einführung eines Kapazitätsmechanismus wäre dann, je nach

Ausgestaltung, sowohl für Kraftwerksbetreiber, als auch für Investoren von strategischer Relevanz.

Um frühzeitig eine Positionierung zu dieser Thematik entwickeln zu können, müssen die Konsequenzen der verschiedenen diskutierten Varianten auf das eigene Geschäftsmodell eingeschätzt werden. Dafür sollte beispielsweise für Kraftwerksneubauten eine Risikobewertung der Standorte erfolgen. Als Indikator hierfür kann ein Vergleich eines fiktiven lokalen Strompreises (Abbildung von Engpässen) zum deutschlandweiten Einheitspreis dienen. Dabei beraten wir Sie gern.

Ansprechpartner bei enervis

Herr Julius Ecke	Julius.Ecke@enervis.de Tel. 030 695 175 17
Herr Dr. Nicolai Herrmann	Nicolai.Herrmann@enervis.de Tel. 030 695 175 34

Nachdruck oder Veröffentlichung, ganz oder teilweise, nur mit schriftlicher Zustimmung der enervis energy advisors GmbH.