

Kapazitätsmechanismen

Basiswissen-Dokument, Stand Januar 2018

1. Zusammenfassung

Bei einem Kapazitätsmechanismus wird nicht die Produktion, sondern die blosse Verfügbarkeit von Kraftwerkskapazität vergütet. So wird dafür gesorgt, dass Kapazitäten auch in Situationen grosser Knappheit, ausreichend vorhanden sind und keine Ausfälle der Stromversorgung auftreten. Ein solcher Mechanismus kann je nach Motivation und Ausgangslage unterschiedlich gestaltet sein. Das wichtigste Merkmal echter Kapazitätsmärkte ist jedoch das Ziel, dass (Re-) Investitionen getätigt werden. Dazu müssen Investoren durch mehrjährige Verträge eine gewisse Sicherheit erhalten.

Zu unterscheiden ist zwischen Kapazitätsmärkten, bei denen ein staatlich beauftragter Nachfrager (z.B. der TSO) und alle potentiellen Kapazitätsanbieter auf einem Markt einen Preis ermitteln und weiteren Mechanismen wie administrativ festgelegte Kapazitätszahlungen oder strategische Reserven, die nur einzelne Kraftwerke entlohnen.

Kapazitätsmärkte gibt es zurzeit unter anderem in den USA, in Teilen Südamerikas (z.B. Kolumbien), in Grossbritannien und Frankreich. Italien, Irland und Polen stehen vor der Einführung. Spanien unterstützte den Zubau mit Zahlungen. Schweden und Finnland haben einzelne Kraftwerke als strategische Reserve, die bei Knappheit angefahren werden. Deutschland hat sich ebenfalls für eine Kapazitätsreserve entschieden.

Kapazitätsmechanismen ermöglichen, die Versorgungssicherheit auch in Ausnahmesituationen zu gewährleisten. Allerdings ist vor einer Einführung zu prüfen, ob sich die Engpässe nicht auf andere Weise aufheben liessen, insbesondere durch die Flexibilisierung der Nachfrage, die Abschaffung von Preisobergrenzen oder den Ausbau des Netzes und eine stärkere Zusammenarbeit in Knappheitssituationen.

2. Allgemeines

In einem Kapazitätsmarkt werden, wie der Name bereits verrät, Kraftwerkskapazitäten geboten, nachgefragt und ggf. gehandelt. Im Vordergrund steht dabei nicht die Produktion des Kraftwerks, sondern die verfügbare Anlagenleistung.

Weil Strom physikalisch nicht gespeichert und somit nicht auf Vorrat produziert werden kann, muss die Produktion den Verbrauch zu jedem Zeitpunkt decken. Dabei werden die Kraftwerke in der Reihenfolge ihrer Grenzkosten eingesetzt, beginnend bei der Technologie mit den geringsten bis hin zur Anlage mit den grössten variablen Kosten. In einem funktionierenden idealen Markt reicht die vorhandene Kapazität für alle Nachfragesituationen aus. In seltenen Fällen kann die Nachfrage jedoch das übliche Mass übersteigen. Es bilden sich dann sehr hohe Preise aus, welche für die Kraftwerksbetreiber potenzielle Renditen bedeuten. Daraus erwächst wiederum ein Anreiz für die Betreiber, hinreichend viele neue Kraftwerke zu bauen, womit die Versorgung auch in diesen seltenen Fällen gesichert wäre.

In der Realität ist es für die Investoren jedoch schwierig und riskant, grosse Kraftwerksinvestitionen für seltene Ereignisse zu tätigen. Werden zudem die potenziell hohen Preise in Knappheitssituationen durch Regulierungen eingeschränkt, können Anreize für neue Kraftwerke schwinden. Die Produktion ist dann wegen der Seltenheit des Ereignisses, dem entsprechend hohen Risiko und demnach unsicherer Wirtschaftlichkeit nicht für jeden Versorgungsfall adäquat ausgelegt.

Damit die Versorgungssicherheit auch in diesen Fällen gewährleistet ist, entlohnt ein Kapazitätsmechanismus bereits die Bereitstellung von Stromerzeugungskapazitäten. Dadurch verringert sich das Risiko für die Investoren, da die Reservehaltung auch dann vergütet wird, wenn keine Produktion erfolgt. Der Kapazitätsmarkt sorgt somit auch bei unvorhergesehen grosser Last dafür, dass ausreichend Ressourcen vorhanden sind, wenn sie am dringendsten benötigt werden¹ – auch dann, wenn der Marktmechanismus keine hinreichenden Anreize bietet.

3. Fakten heute

Systemweite Ausfälle können durch genügend Reservekapazität verhindert werden. Aus volkswirtschaftlicher Sicht erhält diese damit den Charakter eines öffentlichen Guts. Der Nutzen fällt bei sämtlichen Verbrauchern und Erzeugern an, während der Investor die Bereitstellungskosten allein zu tragen hat. Daher kann es durchaus vorkommen, dass in einem sogenannten Energy-Only-Markt (EoM) weniger investiert wird, als volkswirtschaftlich wünschenswert wäre.²

3.1 Versagen des Energy-Only-Marktes

International wird seit langem kontrovers diskutiert, ob Energy-Only-Strommärkte, die nur die produzierte Energie, nicht aber die Kapazität von Kraftwerken vergüten, aus dem eingangs genannten Grund auch in seltenen Fällen für hinreichende Versorgungssicherheit sorgen können.² Folgende Faktoren werden für ein Versagen dieser Märkte verantwortlich gemacht:

- Geringe Nachfrageelastizität: Während die Ressourcen knapper werden und die Preise steigen, weist die Nachfrage eine geringe Elastizität auf. Sie nimmt also nicht ab, wodurch der Engpass bestehen bleibt.
- Geringe Nachfragereaktion: Knappheit wirkt sich wohl auf die Grosshandelspreise aus, aber nur in abgeschwächter Form und zeitlich verzögert auf die Preise für die Endkonsumenten. Durch fehlende zeitnahe Preissignale reagiert die Nachfrage nur unzureichend auf Knappheit.
- Regulierungseingriffe bei Engpässen und Preisspitzen: Investoren müssen mit regulatorischen Eingriffen rechnen, wenn Strompreise in Knappheitssituationen steigen. Die eingeschränkten Renditen setzen ungenügende Anreize für neue Kraftwerke.

3.2 Merkmale von Kapazitätsmechanismen

Kapazitätsmärkte können je nach Ausgangslage und Motivation unterschiedlich ausgestaltet sein. Beispielsweise werden in den USA und in Spanien Investitionen in die bestehende Infrastruktur angereizt, die ansonsten wegen mangelnder Kostendeckung nicht getätigt würden. In einigen Ländern wie Schweden, Finnland und Kolumbien ist das Hauptziel, bei unregelmässig eintretenden Naturereignissen wie sehr kalten Wintern oder heftigen Wirbelstürmen genug Reservekapazität zur Verfügung stellen zu können. Auch Frankreich will seine extreme Nachfragespitze bei Kälteeinbruch anhand des Kapazitätsmarktes absichern. Grossbritannien strebt insbesondere eine Erneuerung und Modernisierung des Kraftwerksparks an, um CO₂-Ziele zu erreichen.

In den USA, in Kolumbien sowie in Schweden und Finnland legt der Übertragungsnetzbetreiber die vorzuhaltende Kapazität fest. Erzeuger konkurrieren in Auktionen um Zuschläge. Die Kapazitätspreise ergeben

¹ Quelle: Cramton 2011

² Quelle: Barrera 2011

sich dabei aus dem Wettbewerb. In Spanien hingegen werden die Zahlungen zentral festgelegt, und die Investoren entscheiden über die Menge an bereitgestellter Kapazität.

Ein weiteres Merkmal von Kapazitätsmärkten besteht in der Vorlaufzeit und der Laufzeit von Verträgen. Echte Märkte, die Neuinvestitionen anreizen wollen, erlauben eine Vorlaufzeit im Bereich von drei bis sieben Jahren, damit die Investoren die Kapazität erst nach Erhalt des Zuschlags erstellen können. Den Investoren wird mit Vertragslaufzeiten von mehreren Jahren (fünf Jahre in den USA, 20 Jahre in Kolumbien) genügende Sicherheit geboten. Altanlagen hingegen werden mit wenigen Monaten Vorlaufzeit und Vertragslaufzeiten von bis zu einem Jahr zum Weiterbetrieb motiviert.

3.3 Die Abgrenzung zum Regelenergiemarkt

Die Vorhaltung von Kraftwerksleistung wird auch in Regelenergiemärkten gehandelt, so dass Kapazitätsmärkte als eine Weiterentwicklung oder Ergänzung betrachtet werden können. In Regelenergiemärkten wird jedoch die kurzfristige Vorhaltung bereits vorhandener Kapazitäten zur Systemstabilisierung angereizt. Kapazitätsmärkte hingegen haben nicht den Fokus, „vorhandene Kapazitäten in einer bestimmten Weise einzusetzen oder für einen bestimmten Zweck zeitweise vorzuhalten, sondern sie zielen darauf ab, das Vorhandensein einer bestimmten, festzulegenden Gesamtkapazität durch einen Investitionsanreiz sicherzustellen“.³ Kapazitätsmärkte schaffen Reservekapazitäten, um die Nachfrage auch in seltenen Überlastsituationen erfüllen zu können und einen Zusammenbruch des Gesamtsystems zu verhindern. Sie sind daher weniger eine Weiterentwicklung, sondern vielmehr eine Voraussetzung für einen funktionierenden Regelenergiemarkt.

4. Zukünftige Entwicklungen

Einen Kapazitätsmarkt einzuführen, könnte eine Möglichkeit sein, die Bereitstellung von ausreichenden Reservekapazitäten für selten auftretende Ereignisse anzureizen. Die Problematik unzureichender Kapazitäten wird durch niedrige Preise am EoM verstärkt. Der Zubau von Anlagen (neuer) erneuerbarer Energie ohne nennenswerte variabler Kosten unterstützt den Preiszerfall am EoM. Zurzeit dürften in der Schweiz und im umliegenden Ausland wohl noch genug Reservekapazitäten vorhanden sein. Die Schweiz hat genügend Kapazität dank der Wasserkraft. Das Problem ist aber, dass bei fast leeren Speicherseen (Februar bis April) diese Kraftwerke nicht mehr eingesetzt werden können. Das Problem der Schweiz ist daher kein reines Kapazitätsproblem sondern ein Durchhaltefähigkeitsproblem. In liberalisierten Märkten könnte der weitere Zubau von stochastisch verfügbaren Energiequellen wie Wind- oder Solarenergie dazu führen, dass der EoM nicht für genügend Reservekapazitäten sorgt, , einerseits wegen des niedrigen Preises im EoM, andererseits wegen des seltenen Abrufes eines Kraftwerks. Investitionen in Spitzenlast- bzw. Back-Up-Kraftwerke könnten ausbleiben. Bereits heute werden Kraftwerke in Deutschland aus wirtschaftlichen Gründen vom Markt genommen. Gleichzeitig kommt es zum Ausstieg aus der Kernkraftwerke und eine politische Diskussion um den Betrieb von Kohlekraftwerke startet.

Die Einführung eines Kapazitätsmarktes hat sich regelmässig als schwierig erwiesen.⁴ Experten wie Prof. Axel Ockenfels von der Universität Köln und Prof. Peter Cramton von der Universität von Maryland in den USA empfehlen daher, im Voraus zu prüfen, ob sich die Knappheit nicht auf anderem Wege beseitigen liesse. Insbesondere soll untersucht werden, ob die Nachfrage flexibilisiert werden kann, zum Beispiel durch

³ Quelle: Nailis 20115

⁴ Quelle: Ockenfels 2011

neue Technologien und verbesserte Strommarktgestaltung. So könnte eventuell auf einen Kapazitätsmarkt verzichtet werden.⁵

Auch eine Weiterentwicklung von Regelenergiemärkten könnte Abhilfe schaffen: Beispielsweise könnten Industriekunden ihren Konsum als negative Regelenergie zur Verfügung stellen und dafür vergütet werden, wenn sie auf Stromkonsum verzichten. Auch eine Ausweitung des Übertragungsnetzes und die Möglichkeiten von Stromimporten sollen geprüft werden, bevor die Einführung von Kapazitätsmärkten in Erwägung gezogen wird. Denn eine ganze Serie von gescheiterten Kapazitätsmärkten zeigt, dass der Markt sensibel auf Fehler in der Gestaltung reagiert.⁴

5. Fazit

Kapazitätsmärkte schaffen Reservekapazitäten für den unvorhersehbaren Produktionsengpass und sind in diesem Sinn eine Voraussetzung für den Regelenergiemarkt. Falsch gestaltete Märkte können jedoch sehr teuer und ineffizient ausfallen, sodass vor der Implementierung eines Kapazitätsmarktes zu prüfen ist, ob sich die Engpässe nicht auf andere Weise beseitigen liessen. Eine flexiblere Nachfrage könnte verhindern, dass ein Kapazitätsmarkt notwendig wird.

⁵ Quelle: Cramton 2011

6. Quellenverzeichnis

- | | |
|----------------|---|
| Cramton 2011 | P. Cramton, A. Ockenfels, Ökonomik und Design von Kapazitätsmärkten im Stromsektor, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 9/2011, S. 14 und 15, 2011 |
| Barrera 2011 | F. Barrera et al., Kapazitätsmärkte: Aus der internationalen Praxis lernen? Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 9/2011, S. 8 bis 12, 2011 |
| Nailis 2011 | D. Nailis et al., Der Kapazitätsmarkt – Schlagwort oder Zukunftsprojekt? Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 1/2011, S. 2 bis 5, 2011 |
| Ockenfels 2011 | Interview mit Prof. Ockenfels „Experimente mit der Versorgungssicherheit können ausserordentlich teuer werden“, in Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 9/2011, S. 16 und 17 |