

Der Kapazitätsmarkt – Schlagwort oder Zukunftsprojekt?

Dominic Nailis, Bastian Baumgart und Gerd Hinüber

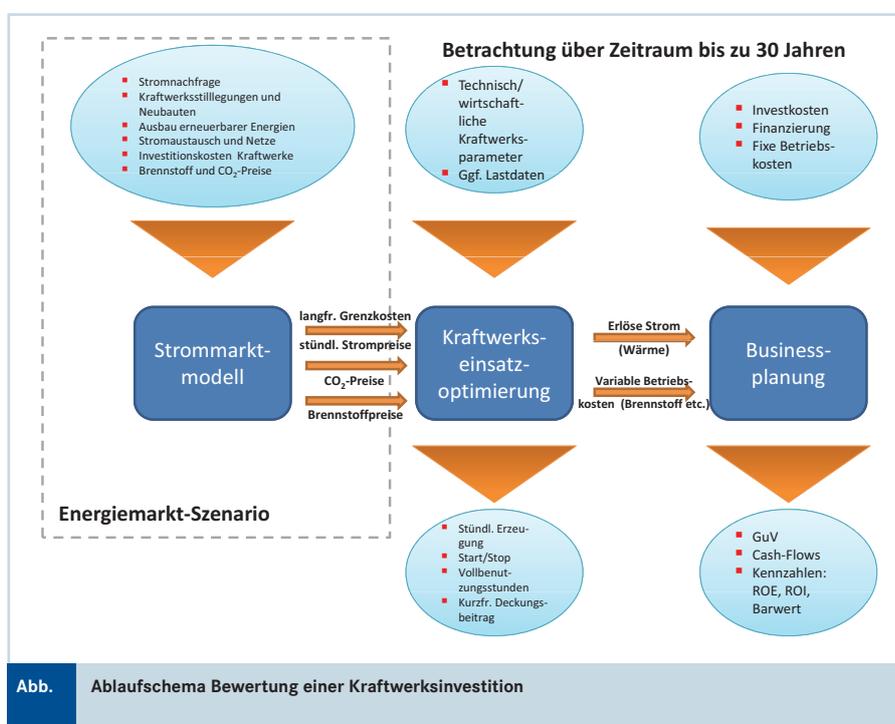
Der „Kapazitätsmarkt“ ist eines der neuen Schlagworte des letzten Jahres. Meist in einem Atemzug mit der angeblich drohenden „Kapazitäts-“ oder „Stromlücke“ genannt, ist der Begriff Bestandteil vieler Prognosen über die zukünftige Entwicklung des Energiemarktes. Tatsache ist: die sich ändernden Rahmenbedingungen in der Stromwirtschaft werden eine starke Veränderung der gewohnten Energieversorgungslandschaft verursachen. Dazu gehört auch die Entwicklung eines Marktes für Kapazitäten. Was allerdings mit „Kapazitätsmarkt“ genau gemeint ist, ob, wann und warum er notwendig sein könnte und wie er ausgestaltet sein sollte, muss erst noch geklärt werden.

Die Förderung der erneuerbaren Energien (EE) durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) und das darin formulierte Ziel, bis zum Jahr 2020 den Anteil der EE an der Stromversorgung auf mindestens 30 % zu erhöhen, hat in der Vergangenheit zu einer deutlichen Zunahme der installierten Leistung von Windkraftwerken und neuerdings auch von Photovoltaikanlagen geführt. Dies stellt erst den Anfang einer Entwicklung dar, in deren Verlauf die EE einen immer größeren Anteil an der Stromerzeugung erreichen werden. Dieser tiefe Einschnitt in die deutsche Erzeugungsstruktur, der in der Öffentlichkeit als „Energiewende“ bezeichnet wird, führt die Energiewirtschaft einmal mehr in einen Umbruch.

Der Umbau des Erzeugungssystems besteht aber nicht nur in der Zunahme der EE, sondern parallel dazu in einer Anpassung des thermischen Kraftwerksparks. Vorhandene Anlagen werden aufgrund ihres Alters stillgelegt (sog. Sterbelinie), während neue Kraftwerke unterschiedlicher Technologien gebaut werden. Anleger müssen eine Vielzahl von Einflussfaktoren abwägen, bevor sie sich für oder gegen eine Investition in eine bestimmte Technologie entscheiden. Will Deutschland das hohe Niveau der Versorgungssicherheit in gewohnter Höhe beibehalten, so muss der Kraftwerkspark der Zukunft unter Berücksichtigung der Vielzahl an EE-Anlagen und der daraus resultierenden fluktuierenden Einspeisung bestimmten technischen Randbedingungen genügen.

Wandel der Randbedingungen

Im Zuge der Liberalisierung hat sich die Preisstellung für Strom auf einen reinen



Arbeitspreis reduziert. Gehandelt wird z. B. an der Strombörse EEX die Megawattstunde (MWh). Der technische Aspekt, dass installierte Leistung vorhanden sein muss, um das Versorgungssystem betreiben zu können, spiegelt sich derzeit nur im Regelleistungsmarkt wider. Hier wird den Bietern ähnlich einer börslichen Optionsprämie neben der Vergütung der elektrischen Arbeit auch ein Entgelt dafür gezahlt, dass ihr Kraftwerk zur Verfügung steht und somit die zugehörigen Kapazitäten vorgehalten werden. Dies ist derzeit auch als unkritisch einzustufen, denn wir befinden uns in einer Phase der Überkapazitäten, d. h. es ist mehr Kraftwerksleistung vorhanden, als zur Deckung der Last oder zur Absicherung gegen Ausfälle nötig wäre.

Historisch ist das Erzeugungssystem in monopolistischen Strukturen gewachsen. Diese mussten nicht auf typische Marktsignale wie Knappheitspreise oder Preisverfall bei Überkapazität reagieren, sondern richteten sich nach internen Vorgaben zur notwendigen installierten Kapazität, die – wollte man eine hohe Versorgungssicherheit erreichen – eher zu hoch als zu niedrig bemessen wurde.

In der letzten Dekade, also in der Periode nach der formalen Liberalisierung des Erzeugungssektors, kam es – auch vor dem Hintergrund eines gesetzlich festgelegten Ausstiegs aus der Kernenergie – zu einer größeren Zahl von Bauentscheidungen für neue Kraftwerke. Sowohl die großen Konzerne als auch neuere Marktteilnehmer

drängten in den Markt, teils um ihre Marktstellung zu verbessern und teils um größere Unabhängigkeit zu erreichen. Vor dem Hintergrund niedriger Anlagenpreise und mit der Aussicht auf kostenlos zugeteilte CO₂-Zertifikate „rechneten“ sich solche Investitionen. Da diese Anlagen am Anfang ihrer technischen Nutzungsdauer stehen, ist auch für die kommenden Jahre mit Überkapazitäten zu rechnen. Dieser Effekt wird durch eine Verlängerung der Laufzeiten von Kernkraftwerken noch deutlich verstärkt, da dies gegenüber dem geplanten Ausstieg zusätzliche Kapazitäten im Umfang von knapp 7 GW bzw. 16 GW in den Jahren 2015 und 2020 bedeutet [1].

Die Randbedingungen für Investitionsentscheidungen haben sich allerdings inzwischen geändert: Die Anlagenpreise liegen deutlich über dem Niveau von vor fünf bis acht Jahren. Die kostenlose Zuteilung von CO₂-Zertifikaten ist Geschichte. Die jüngsten politischen Entwicklungen, die sich im „Energiekonzept“ der Bundesregierung manifestieren, machen einerseits mittelfristig Überkapazitäten wahrscheinlicher, zeigen aber andererseits die Problematik der fehlenden Kalkulierbarkeit von politischen Grundsatzentscheidungen auf.

Der „Ausstieg aus dem Ausstieg aus der Kernenergie“ hat vielen Investoren die politischen Risiken ihrer Investitionsentscheidung verdeutlicht, die z. B. im Falle eines Kohlekraftwerkprojekts deutlich jenseits 1 Mrd. € liegt. Zudem steigen die Prognosen der zu erwartenden Einspeisungen aus Wind- und Sonnenenergie von Jahr zu Jahr an, wodurch die Absatzmöglichkeiten eines thermischen Kraftwerkes im klassischen Energiemarkt bei gleichbleibender Last in gleichem Maße sinken. Dies führt im Ergebnis dazu, dass viele Investoren vorsichtiger geworden sind, Projekte teilweise gestoppt wurden und kaum noch neue Vorhaben angegangen werden.

Unstrittig ist aber auch, dass die EE einen Schwachpunkt haben: Die wesentlichen Zugpferde der EE-Erzeugung, Wind und Sonne, sind „dargebotsabhängige Energien“, die auf die Natur in Form von Wind und Sonnenstrahlung angewiesen sind. Wenn beide Quellen gleichzeitig ausbleiben, tritt aufgrund des Mangels an ausreichender

Speicherkapazität eine Lücke zwischen Erzeugung und Verbrauch auf. Statistisch ergänzen sich Wind und Sonne zwar recht gut, vor allem, wenn man die räumliche Abgrenzung groß wählt. Die ausbleibenden Versorgungslücken der Zukunft sind also grundsätzlich positiv zu bewerten, haben allerdings eine Kehrseite: Im liberalisierten Erzeugungsmarkt braucht man Investoren, die für genau diese Lücken Kraftwerke bauen, die einerseits nur wenige Stunden im Jahr in Betrieb sind, zur Systemstabilisierung andererseits aber dringend gebraucht werden.

Wenn diese herkömmlichen Kraftwerke schlicht nicht (mehr) vorhanden sind und ferner auch Importe keine Lösung bieten, weil im Ausland die Situation ähnlich oder die Transportkapazitäten bereits ausgeschöpft sind, fehlt die Leistung in Deutschland. Im ungünstigen Fall kommt es zu ungeplanten Versorgungsunterbrechungen, also Stromausfällen.

Verhalten der Investoren

Allen (potenziellen) Erzeugern, die sich im Bereich der freien Wirtschaft bewegen möchten und müssen [2], ist jedoch eine Prämisse gleich: Die Einnahmen müssen langfristig die Kosten übersteigen und so die Bedienung des Fremdkapitals sowie eine angemessene Rendite des eingesetzten Eigenkapitals ermöglichen. Kurz: Die Investition muss „sich rechnen“.

Die Frage, ob sich eine Investition rechnet, muss über die technische Lebensdauer eines Kraftwerks betrachtet werden, die zwischen 30 und 45 Jahren liegt. Der klassische Weg einer Untersuchung zur Lösung dieser Frage läuft – grob vereinfacht – wie in der Abb. dargestellt ab.

In aufwändigen Untersuchungen verschafft sich der Investor zunächst einen Überblick über die erwartete Entwicklung der Strompreise der nächsten Jahrzehnte. Parallel ermittelt er die Kostenseite des Kraftwerksprojektes, u. a. die Anlagen- und Finanzierungskosten, aber auch die Bauzeitenzinsen. Auch die technischen Parameter des geplanten Kraftwerks sowie etwaige Brennstoffbezugsbedingungen müssen zur Wirtschaftlichkeitsberechnung vorliegen.

Im nächsten Schritt wird das zukünftige Kraftwerk in einem Rechenmodell optimal am Strommarkt der Zukunft eingesetzt. Vereinfacht [3] bedeutet dies, dass das Kraftwerk produziert, wenn der Strompreis die sog. „kurzfristigen Grenzkosten“ (kGK), also die Kosten aus der Mehrproduktion einer weiteren Einheit Strom, übersteigt. Die Investitionskosten spielen hierbei als „sunk costs“ keine Rolle [4]!

In Stunden, in denen die Strompreise (Spotpreis) höher als die kGK liegen, erwirtschaftet das Kraftwerk einen Deckungsbeitrag (DB). Die Frage, ob eine Bauentscheidung wirtschaftlich ist oder nicht, ist hieraus noch nicht erkennbar. Der Grund liegt darin, dass aus dem DB zudem Fixkosten (fixe Betriebskosten und Kapitaldienst) und Rendite bestritten werden müssen. Ein laufendes Kraftwerk ist also nicht zwingend profitabel. Insbesondere bei neuen Kraftwerken mit hohem Kapitaldienst besteht das signifikante Risiko einer Unterdeckung der Fixkosten. Diese zeitlich aufgelösten Bewertungen fließen in einen Businessplan ein, werden zusammengefasst und zu wirtschaftlichen Kennzahlen – typisch dem ROE (return on equity), also der Eigenkapitalrendite – verdichtet.

Weitere Erlösbestandteile, wie etwa Erlöse aus zugeschlagenen Regelenergiegeboten, werden bisher – wenn überhaupt – sehr konservativ in die Bewertung einbezogen. Sie werden häufig als eine Zusatzchance gewertet, so dass die Erwartungshaltung resultiert, das Kraftwerk müsse auch ohne sie auskommen können. Dies entspricht der Argumentation der Abschätzung zur kaufmännisch sicheren Seite. Ursache für diese Zurückhaltung sind vor allem das begrenzte Volumen und der relativ hohe Aufwand einer Teilnahme sowie die unsichere zukünftige Entwicklung.

Auch modernere Bewertungsansätze, wie die „stochastische Bewertung“ [5], die den tatsächlichen Wert eines Kraftwerkes besser fassen, da sie seinen Zeitwert [6] mit berücksichtigen, stützen sich letztlich auf einen erwarteten Strompreis, den resultierenden DB und die Deckung der Fixkosten und des Kapitaldienstes ab.

Die ermittelten Kennzahlen weisen die Güte des Projektes aus finanzieller Sicht

aus und sind ein wesentlicher – wenn nicht der wesentliche – Bestandteil der Investitionsentscheidung. In den letzten Jahren gab es zunehmend mehr Projekte, die unter den aktuellen Rahmenbedingungen ein rechnerisches Ergebnis zeigten, das für den Investor nicht ausreichend war, so dass von Investitionen Abstand genommen wurde. Beispiele dafür sind das Einstellen der Kraftwerksplanungen von EnBW in Germersheim (Pfalz), RWE in Ensdorf (Saarland), E.ON in Kiel, Vattenfall in Berlin oder Dong in Lubmin (Mecklenburg-Vorpommern).

Ein wesentlicher Grund hierfür ist der Wegfall der Gratisallokation, also die kostenlose Zuteilung von CO₂-Zertifikaten. Darüber hinaus ergeben sich auch aus der Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke Risikopositionen: Diese stellen Grundlastkraftwerke mit ausgesprochen günstigen kurzfristigen Grenzkosten dar. Mit dieser Eigenschaft verdrängen sie daher alle anderen konventionellen Technologien in der Merit Order nach rechts und damit in einen Bereich geringerer Vollbenutzungsstunden und kleinerer Deckungsbeiträge. Für den Investor ist dies eine zusätzliche Verschlechterung seiner getätigten oder geplanten Investition.

Doch kann der Markt in seiner heutigen Ausprägung dieses Problem nicht aus eigener Kraft lösen? Kurz gesagt: Er kann. Doch dafür müssten zwei Aspekte in Kauf genommen werden: Erstens müsste der Anreiz aus börslichen Energiepreisen so groß werden, dass eine Investition gerechtfertigt wäre. Grob vereinfacht bedeutet dies, dass die Anzahl der Knappheitspreise (derzeit in der Day-Ahead-Auktion beschränkt auf 3 000 €/MWh) hierfür ausreicht. In einem überschlägigen Rechenbeispiel könnte man sich eine Investition in eine Gasturbine vorstellen. Diese würde zu 500 €/kW gebaut, was [7] bei 20 Jahren Laufzeit und einem Zins von 8 % einer Annuität von etwa 51 000 €/MW entspricht.

Um diese Investition zu rechtfertigen, benötigt der Investor also mehr als 17 Stunden pro Jahr den Knappheitspreis in der genannten Höhe – und das über 20 Jahre hinweg. In einem idealen System würden so lange Kapazitäten zugebaut, bis der Grenz-

wert von 18 Stunden erreicht ist. Jede weitere Investition wäre wirtschaftlich nicht begründbar. In den verbleibenden 17 Stunden kommt es zu den beschriebenen Reaktionen von Konsumverzicht bis Stromausfall. Die Problematik der mangelnden Planbarkeit solcher Ereignisse, die die Entscheidung des Investors stark beeinflussen würde, ist hierbei noch unberücksichtigt. Außerdem ist das Hinnehmen oder gar Anstreben von dutzenden Knappheitsstunden in Deutschland aus volkswirtschaftlichen und politischen Gründen nicht zu erwarten.

Ein zweiter Aspekt besteht in der Trägheit des Systems: Das Auftreten von Preissignalen führt aufgrund der Bauzeiten eines Kraftwerks (je nach Typ etwa 2-5 Jahre) zu einer verzögerten Marktreaktion. In dieser sog. „Totzeit“ muss mit größeren Häufigkeiten der Knappheit gerechnet werden.

Das Eintreten einer Situation, in der ein Investor lediglich aus der Erwartung von Knappheitspreisen heraus die Bauteilentscheidung für ein Kraftwerk trifft, erscheint somit eher unwahrscheinlich. Auch aus wissenschaftlicher Sicht wird die Auffassung vertreten, dass Strombörsen typischerweise zu wenig Investitionsanreize schaffen. Dies gilt offenbar auch im Fall einer Berücksichtigung von Regelenergiemärkten [7].

Um dieses Problem zu lösen, wird häufig die Option, bestehende Regelenergiemärkte weiterzuentwickeln, in die Diskussion eingebracht. Regelenergiemärkte sind von ihrer Art her aber eher dazu geeignet, den Einsatz vorhandener Kapazitäten anzureizen. Kapazitätsmärkte im Sinne dieser Ausarbeitung 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. Da sich prinzipiell auch im Regelenergiemarkt Kapazitätsprobleme entwickeln können, ist der Kapazitätsmarkt also eine der Voraussetzungen für einen funktionierenden Regelenergiemarkt. Eine Weiterentwicklung des Regelenergiemarktes kann daher die Aufgaben, die einem Kapazitätsmarkt zugedacht sind, nicht hinreichend erfüllen.

Vielfältige Ausgestaltungsmöglichkeiten

Die Hauptaufgabe besteht nun darin, die vielen bestehenden Ausgestaltungsmöglichkeiten von Kapazitätsmärkten sachgerecht zu nutzen. Hierzu zählen etwa folgende Fragen:

- Welches Marktgebiet wird einem Kapazitätsmarkt zugrunde gelegt? Deutschland, Europa oder durch Engpässe definierte Marktgebiete?
- Wer legt auf welche Weise den Kapazitätsbedarf fest?
- Gibt es rechtliche Vorgaben für Energieeffizienz und Umweltauswirkungen der Kraftwerke im Kapazitätsmarkt?
- Wie kann ein Anreiz den Investor erreichen, durch einen Investitionszuschuss oder eine Einspeisevergütung?
- Wie bildet sich der Preis auf einem solchen Markt? Oder sollte er zentral festgelegt werden?
- Welches Preisbildungs-Verfahren ist aus Sicht des Investors, des Konsumenten oder der Volkswirtschaft optimal?
- Wer sind Anbieter und Nachfrager?
- Welche Produktqualitäten muss der Markt bieten, um den Anforderungen gerecht zu werden?
- Werden alle Erzeugungskapazitäten Teil des Marktes, oder nur Neubauten? Werden EE integriert? Wie wird mit Speicherkapazitäten oder Demand Side Management-Potenzialen umgegangen?
- Die Beantwortung dieser und weiterer Fragen determiniert das Marktdesign und wird darüber bestimmen, ob das Ziel einer marktwirtschaftlich organisierten und zugleich zuverlässigen Stromversorgung erreicht wird, oder ob Fehlanreize zu ungewollten Effekten führen.

Mehr als nur ein Schlagwort

Kapazitätsmärkte sind mehr als nur ein Schlagwort: Zwar befinden wir uns in Zeiten der Überkapazitäten – es droht also unmittelbar keine Knappheit –, doch ist diese Tatsache Umständen geschuldet, die – wie die CO₂-Gratisallokation – der Vergangenheit angehören. In dieser Gemengelage ist zunächst zu klären, wann der Bedarf an neuen Erzeugungskapazitäten eintreten wird. Die Antwort wird in Abhängigkeit von den

genannten und anderen heute ungewissen Parametern (Laufzeitverlängerung, Ausbau EE, Lastrückgang etc.) unterschiedlich ausfallen, aber grundsätzlich wird zukünftig ein Bedarf entstehen.

Im nächsten Schritt stellt sich die Frage, auf welche Weise angemessene und ausreichende Investitionsanreize geschaffen werden können, die zu den benötigten Investitionen führen. Allem Anschein nach wird das heutige Marktdesign dafür nicht sorgen können. Bei geschicktem Design kann ein Kapazitätsmarkt eine Lösung für das Investitionsdilemma darstellen. Er kann zudem die Situation bestehender Kraftwerke – die von sich aus kaum in der Lage sind, sich den veränderten Gegebenheiten anzupassen – verbessern, indem er das Vorhandensein der Erzeugungsleistung honoriert.

Hierzu bedarf es allerdings einer zentralen Planung der notwendigen Kapazität und einer sachgerechten Ausgestaltung des Marktdesigns, sofern man Fehlanreize vermeiden möchte. Die Bundesregierung stellt in ihrem Entwurf zum Energiekonzept fest: „Die wissenschaftliche Diskussion steht hier (nämlich bei den Kapazitätsmärkten und deren Ausgestaltung, Anm. d. A.) jedoch noch ganz am Anfang.“ Diese Aussage ist zweifelsfrei zutreffend.

Bezüglich eines Kapazitätsmarktes in Deutschland stellt sich, wie gezeigt, nicht die Frage nach dem „ob“, sondern die komplexere und vielschichtigere Frage nach dem „wann“ und „wie“. Von der sorgfältigen und sachgerechten Beantwortung wird abhängen, ob Deutschland zum richtigen Zeitpunkt sein Marktdesign für Elektrizität so weiterentwickelt, dass ausreichende und effiziente Anreize für Investitionen in moderne Erzeugungskapazitäten geschaffen werden. Dies wäre ein wichtiger Beitrag, um Folgeschäden für die Volkswirtschaft aus der wichtigen und notwendigen Umgestaltung des Energieversorgungssystems zu vermeiden.

Anmerkungen

[1] Vgl. Bruckner, T.; Kondziella, H.; Bode, S.: Auswirkungen einer Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke auf die Preise und die Wettbewerbsstruktur im deutschen Strommarkt. Kurzstudie, Berlin 2010.

[2] Anlagen, die einer wie auch immer gearteten Förderung unterliegen (z. B. EE-Anlagen), mögen anderen Gesetzmäßigkeiten folgen.

[3] Tatsächlich werden diverse technische Nebenbedingungen berücksichtigt, wie Mindestzeiten, Startkosten, Revisionen etc.

[4] Dies ist Folge ökonomischer Grundsatzüberlegungen. Vgl. hierzu z. B. Ockenfels, A.: Geht in Deutschland das Licht aus? Artikel in der Frankfurter Allgemeinen Zeitung vom 16.8.2008, Frankfurt am Main 2008.

[5] In einer stochastischen Bewertung werden die ungewissen Eingangsgrößen, z. B. der Gaspreis, die Windenergieeinspeisung etc., nicht zu einem fixen Wert geschätzt. Vielmehr werden sie variiert und vielfach in unterschiedlichen Kombinationen in das Rechenmodell gegeben. Resultat ist eine Zusatzaussage über die Sicherheit der gewonnenen Aussage.

[6] Ein Kraftwerk hat sog. Realloptionscharakter. Hinter dieser Begrifflichkeit steht, dass man es bei einer Entwicklung, die ungünstiger als erwartet ist, auch abschalten kann. Man hat also die Option, nicht zu erzeugen und so negative DB nicht zu realisieren. Dies stellt einen Zusatzwert dar.

[7] Vgl. Ockenfels, A.: Strombörse und Marktmacht, in „et“ 57. Jahrgang (2007), Heft 5.

Dipl.-Ing. Dipl.-Ing. (FH) D. Nailis, BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH, Aachen; Dipl.-Wirt.-Ing. B. Baumgart und Dr.-Ing. G. Hinüber, Trianel GmbH, Aachen
dominic.nailis@bet-aachen.de