



Ein Kapazitätsmarkt für Deutschland: Erste Modellüberlegungen

Was der deutschen Energiewirtschaft in den kommenden Dekaden bevorsteht, kann mit Recht als Umbruch bezeichnet werden. Der politisch forcierte Ausbau der erneuerbaren Energien einerseits und die Abkehr von der Atomenergie andererseits, begleitet von einem lautstark geforderten, aber schleppend voran schreitenden Netzausbau – vor diesem Hintergrund werden Investoren in neue, zum Ausgleich der fluktuierenden Einspeisung benötigten Kraftwerke und Speicher gesucht. Doch der heutige Markt scheint diese Investoren nicht in ausreichendem Maße anzulocken. Warum das so ist und was dagegen unternommen werden sollte, zeigt der Aufsatz von Dominic Nailis vom Aachener Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH (BET).

Die Zahl der Kraftwerksprojekte ist in den vergangenen Jahren stark gesunken, vielerorts wurden Bauvorhaben gestoppt, bereits gefasste Beschlüsse wieder gekippt. Dies ist nicht allein dem Widerstand der Bevölkerung gegen weitere Kohlekraftwerke geschuldet, sondern vorrangig einem anderen Umstand: Die Investitionen „rechnen sich nicht“. Ein Investor, der nicht mit ausreichender Sicherheit von einer Rendite auf sein eingesetztes Kapital ausgehen darf, investiert nicht. Die übliche Bewertung einer Investition orientiert sich dabei an Prognosen des Spotmarktpreises, doch diese senden derzeit schlicht nicht die nötigen Signale an potenzielle Geldgeber. Selbst wenn weitere – in der Realität absolut vorhandene – Wertbestandteile hinzugenommen werden, wie etwa mögliche Erlöse aus dem Regelenergiemarkt, dem Intradaygeschäft etc., ist das Ergebnis für den

Investor in Höhe und Sicherheit häufig nicht ausreichend.

Dennoch werden – trotz der im Moment noch vorhandenen Überkapazitäten – Investitionen notwendig sein: Denn zunächst hat der bereits begonnene Ausstieg aus der Kernenergie bereits einen Teil der Überkapazitäten abgebaut, außerdem ist bei vielen der in Bau befindlichen Kraftwerken mit Verzögerungen im Fertigstellungsdatum zu rechnen und schließlich wird die planmäßige Außerbetriebnahme der konventionellen Kraftwerke ihren Beitrag zur Reduktion der Kapazitäten leisten. Betrachtet man darüber hinaus die regionale Verteilung der Lasten und Erzeuger (zunehmend also der Erneuerbaren) und analysiert dazu das Übertragungsnetz, erkennt man ein weiteres Defizit: Aus Gründen der räumlichen Verteilung der Erzeugung und

Last sowie der zu geringen Transportkapazität des Netzes erhält der regionale Zubau bedarf weitere Dringlichkeit!

Was aber tun, wenn einerseits Kraftwerksinvestitionen fehlen (und zwar die richtige Technologie am richtigen Ort), andererseits der Markt aber die Investitionssignale offenbar nicht ausreichend aussendet?

Kapazitätsmarkt als Lösung?

Eine Antwort, die hierauf gegeben werden kann, lautet: „Der Markt wird bei vorhandener Knappheit die Signale senden!“. Problematisch an dieser Antwort ist, dass wir in unserer hoch technisierten Gesellschaft diese Art von Signalen nicht empfangen möchten. In Rede steht da nämlich das häufigere Auftreten von Knappheitspreisen an der Strombörse (derzeit begrenzt auf 3.000 €/MWh), im Extremfall auch von Versorgungsengpässen bis hin zu -ausfällen. Auch wenn der Markt tatsächlich selbstregulierende Fähigkeiten besitzt, sollte überdacht werden, ob wir sie nutzen möchten, zumal die Reaktion auf diese Signale aufgrund der langen Realisierungszeiten von Kraftwerksprojekten nicht prompt, sondern lediglich mit Verzögerung erfolgen kann.

Eine alternative Antwort besteht in der Einrichtung eines ergänzenden Marktbestandteils – des Kapazitätsmarktes. Dieser hat zur Aufgabe, mit einem zusätzlichen Anreiz für das Vorhandensein von ausreichender und „richtiger“ Kapazität zu sorgen, ohne Vorhandensein und Funktion der heutigen Marktstufe zu stören. „Richtig“ bedeutet hier, dass sowohl die technischen Eigen-



vlnr: Robert Busch, Dominic Nailis, Dr. Hans-Martin Huber-Ditzel, Dr. Jörg Spicker auf dem Podium der bne-Presskonferenz am 7. September 2011



schaften als auch die räumliche Ansiedlung zur Problemlösung geeignet sein müssen.

International existiert eine Vielzahl von Beispielen für solche Kapazitätsmärkte – von Spanien bis in die USA. Doch die spezifischen Gegebenheiten in Deutschland legen nahe, eigene Überlegungen zur Ausgestaltung eines solchen anzustellen. Im Folgenden sollen einige Eckpunkte für dieses Marktdesign skizziert werden, nicht ohne den Hinweis, dass Diskussion und Forschung zum Kapazitätsmarkt in Deutschland noch am Anfang stehen.

Skizze eines möglichen Marktdesigns

Ausgangspunkt der Überlegung ist die Überprüfung, ob Last und Erzeugung zukünftig noch in einem Verhältnis zueinander stehen werden, welches den sicheren Betrieb des Versorgungssystems gewährleisten kann. Diese Abwägung muss durch einen **Koordinator** getroffen werden. Es gilt hierzu, für einen ausreichend langen Vorschauzeitraum von z. B. **fünf Jahren (t+5)** möglichst sicher Annahmen über die beeinflussenden Faktoren zu treffen. Hierzu zählen neben Last und konventioneller Erzeugung auch die Einspeisungen erneuerbarer Energien sowie jene Potenziale, mit der sich Höhe und Verlauf der Last beeinflussen lassen (Demand-Side-Management, im Folgenden DSM).

Die Aufgabe des Koordinators erfordert kumulativ tiefes technisches Verständnis, wirtschaftliche Expertise sowie hohe Akzeptanz im Markt. Die Ansiedlung bei einer neutralen Instanz, die vom Übertragungsnetzbetreiber unterstützt wird, scheint daher optimal. Auch ein unabhängiger „Independent System Operator“ (ISO) könnte diese und andere Funktionen übernehmen.

Nachdem der Koordinator festgestellt hat, ob ein Mangel an Kapazität besteht, führt er eine Auktion durch. An dieser können Marktteilnehmer partizipieren, die für den Erfüllungszeitraum **neue Kapazitäten** in den Erzeugungsmarkt einbringen möchten. Die Abgrenzung des Marktes auf Neubaukapazitäten scheint geboten, da andernfalls hohe Zahlungsströme an Betreiber von Bestandsanlagen fließen (sog. Windfall Profits). Die Stützung vorhandener An-

lagen ist aber gerade nicht das Ziel des Kapazitätsmarktes, wie eingangs erläutert.

Zugleich muss der Koordinator sicherstellen, dass die Angebote das von ihm diagnostizierte Versorgungsproblem auch lösen: Er kann **technische Anforderungen** etwa bezüglich der Flexibilität der Anlagen stellen und diese durch eine Präqualifikation im Vorfeld prüfen. Auch kann er im Bedarfsfall den Kapazitätsmarkt räumlich gliedern, um **Allokationsanreize** für Kraftwerke zu setzen.

Die skizzierte Auktion würde typisch einmalig pro Jahr durchgeführt. Sie hätte eine Einmalzahlung – ggf. auch verteilt über mehrere Jahre – an den Bieter zur Folge, die diesen zur Errichtung der angebotenen und spezifizierten Kapazität verpflichtet. Als Preisbildungsmechanismus empfiehlt sich der markträumende Preis, um spekulative Elemente gering zu halten. Voraussetzung für die Zahlung des Entgeltes ist die Verfügbarkeit der Kapazität im Erfüllungsjahr.

„Die Begrenzung auf neue Kapazitäten ist geboten, um Windfall Profits zu verhindern.“

Da die vom Koordinator angestellten Prognosen mit Unsicherheit behaftet sein werden, kann es sinnvoll sein, in einer kürzerfristigen, **zweiten Marktstufe** (ein Jahr im Voraus) nachzujustieren. Da in dieser knappen Vorlaufzeit aber keine Kraftwerke mehr neu errichtet werden können, müsste sich diese zweite Marktstufe vorrangig an DSM-Anbieter und Retrofit-Maßnahmen richten, denn nur diese Maßnahmen sind so kurzfristig noch in der Lage, einen Beitrag zu leisten.

Natürlich entstehen aus einer solchen Auktion **Kosten**, die über die Netzentgelte sozialisiert werden könnten. Um diese Kosten zu begrenzen, sollte die Bemessung der vom

Koordinator ausgeschriebenen Menge auf geeignete Weise überwacht werden: Weder darf er (etwa aus Zurückhaltung gegenüber der Bundesnetzagentur) zu wenig Kapazität beschaffen, noch (aus Angst vor Pönalen) sich zu sehr eindecken. Diese Überwachung bedarf weiterer Ausgestaltung.

Modellerggebnisse aus dem BET-Strommarktmodell¹ zeigen, dass erste Kapazitätsknappheit im Zeitbereich 2018/2020 auftreten wird, bei regionaler Betrachtung ggf. früher. Bedenkt man den aus Bauzeiten resultierenden Vorlauf des Kapazitätsmarktes von fünf Jahren, eine optimistische Schätzung des Zeitbedarfs für die entsprechende Diskussion und Ausgestaltung (2 Jahre) sowie politische Umsetzung und operative Etablierung (weitere 2 Jahre), kommt man zu einem benötigten Vorlauf von ca. neun Jahren: **Es gilt also keine Zeit zu verschenken!**

Fazit: Gründlich forschen – rasch handeln

Zusammenfassend ist festzustellen, dass ein Kapazitätsmarkt als ergänzender Anreiz für Investoren sinnvoll und notwendig scheint, um das Risiko von knappheitsbedingte Extrempreisen oder gar Versorgungsausfällen zu verringern. Die umfassende Integration eines Kapazitätsmarktes in den Gesamtkontext eines neuen Marktdesigns bedarf noch umfangreicher Forschung. Ein pragmatischer Schritt in die richtige Richtung sollte aber umgehend getan werden, da die Zeit für ein tatenloses Abwarten nicht gegeben ist. Eckpunkte und Gestaltungsspielräume hierfür müssen rasch und gründlich diskutiert und die Umsetzung initiiert werden, sodass möglichst umgehend die benötigten Erfahrungen gesammelt und der Neubaubedarf – zunächst z. B. bis 2020 – definiert und angereizt werden kann.

¹ Studie der BET Aachen im Auftrag des bne „Kapazitätsmarkt – Rahmenbedingungen, Notwendigkeit und Eckpunkte einer Ausgestaltung“, vom 11. August 2011.



Dominic Nailis studierte an der FH Aachen sowie der TU Dresden Maschinenbau und ist seit 1999 als Berater und Gutachter bei BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH tätig. Die thematischen Schwerpunkte des Diplom-Ingenieurs umfassen IT-Systeme, Energiehandel, Regel- und Ausgleichsenergie, Marktdesign, Fundamentale Modellierung und Optimierung von Energiemärkten und Erzeugungsanlagen. Er ist geprüfter Händler an der Deutschen Strombörse sowie Autor diverser Fachartikel und Gutachten.