

Energiewirtschaft im Wandel

**Kapazitätsmärkte –
Mittel zum Zweck?**

Die Energiewirtschaft in Deutschland erlebt derzeit einen Wandel im Zeitraffer. Von einem sehr thermisch geprägten Kraftwerkspark noch Ende des letzten Jahrtausends entwickeln sich die erneuerbaren Energien rasant zu der ihr angedachten Funktion als vorherrschende Energieerzeugungsform. Der politisch motivierte und ökologisch sinnvolle Umbau des Energieerzeugungssystems verläuft deutlich schneller als erwartet. Das ist eine große Herausforderung an Marktdesign und Marktteilnehmer. Grundsätzlich ist der enorme Ausbau erneuerbarer Energieträger durchweg als positiv zu bewerten und eine Bestätigung dafür, dass das EEG in dieser Hinsicht funktioniert. Doch es tauchen auch eine ganze Reihe von Problemen auf.

Die Entwicklung beim Ausbau der erneuerbaren Energien bringt trotz unbestrittener Vorteile eine ganze Reihe von Problemen mit sich. Hierzu gehören u. a. ungelöste technische Voraussetzungen beim Ausbau des Stromnetzes sowie die Vergütung erneuerbarer Energien außerhalb des Markts. Ein Kernthema, das dabei immer mehr in den Fokus rückt, ist die praktische Funktionalität des bestehenden Energy-only-Markts. Weltweit gibt es keine Erfahrungen mit einem solchen Erzeugungspark, bestehend aus einem wesentlichen und steigenden Anteil dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien und einem notwendigen thermischen Kraftwerkspark im Hintergrund aus Gründen der Systemstabilität.

Trotz des enormen Anstiegs an erneuerbaren Kapazitäten werden konventionelle Kraftwerke in gewissem Umfang benötigt. Diese sind zum einen als Backup notwendig, falls die erneuerbaren Energien aufgrund von fehlendem Dargebot nicht ausreichend Strom erzeugen und die Importe in diesem Fall nicht ausreichen. Zum anderen sehen Untersuchungen aus Systemstabilitätsgründen eine vorzuhaltende hydrothermische Mindesterzeugung von 16 GW vor [1]. Daher werden auch künftig thermische Kraftwerkskapazitäten sowie steuerbare erneuerbare Energieerzeugungsanlagen benötigt.

Problemaufriss

Die im Energy-only-Markt vergütete Arbeit wird in diesem Zukunftsszenario zunehmend wertloser, da die erneuerbaren Energien mit ihren sehr geringen variablen Kosten

durch den Merit-order-Effekt den Großhandelspreis drücken. Neben den tendenziell sinkenden Preisen verringern sich zudem die Benutzungsstunden für thermische Kraftwerke aufgrund der Vorrangspeisung der erneuerbaren Energien. In außergewöhnlichen, wetterdingten Zeiten kann es dann jedoch zu extremen Preisspitzen kommen, da die Preisbildung nicht mehr auf Basis von Grenzkosten geschieht, sondern durch den knappen Markt getrieben wird.

Des Weiteren könnten zu diesen Zeitpunkten auch Demand-Side-Management-(DSM-)Maßnahmen mit einem hohen Gebotspreis am Großhandelsmarkt aktiviert werden. Das bedeutet, dass es jährlich gegebenenfalls wenige Stunden mit extremen Preissprüngen und Erlöspotenzial zu diesen Zeitpunkten gibt. An dieser Stelle wird das Dilemma eines Kraftwerksbetreibers deutlich, da er an wenigen Stunden tatsächlich produzieren muss und diese Chancen nicht verpassen darf. Das Eintreten solcher extremer Wetersituationen ist durchaus möglich, aber nicht prognostizierbar.

Dieses Zukunftsszenario ist somit für Kraftwerksbetreiber mit sehr großen Unsicherheiten behaftet und noch wichtiger für Investoren, weil diese ihr Asset über einen langen Zeitraum von mindestens 20 Jahren betreiben müssen und es nicht einfach stilllegen können wie Betreiber alter, abgeschriebener Kraftwerke. Zusätzliche Erlösmöglichkeiten aus anderen Marktsegmenten (Regelenergie, Intraday usw.) bieten weitere Chancen, die jedoch schwer prognostizierbar sind und in der Vergangenheit häufig regulatorischen Eingriffen unterlagen. Die zu erzielenden Erlöse dürften Untersuchungen zur Folge nicht ausreichen, um Anreize für Investitionen in benötigte neue Kraftwerke zu geben [2].

Zwischenfazit

Ein Scheitern des Energy-only-Markts kann aus heutiger Sicht zwar nicht bewiesen werden, jedoch können erhebliche Zweifel begründet werden. Politik und Energiebranche suchen daher nach Lösungen und diskutieren in diesem Zusammenhang verschiedene Konzepte, die Versorgungssicherheit zu gewähr-

leisten. Einige ausgewählte Konzepte werden im Folgenden dargestellt und verglichen.

Vorschläge für ein Marktdesign

Die erarbeiteten Konzepte von BET, LBD, Consentec und EWI (Bild 1) werden im Folgenden kurz beschrieben [2;3;4;5]. Die Autoren aller Gutachten kommen trotz unterschiedlicher Ansatzpunkte zu einigen Gemeinsamkeiten:

- Es besteht die Notwendigkeit für einen zusätzlichen Markt. Alle Autoren kommen zu der Ansicht, dass der Energy-only-Markt nicht zwingend die notwendigen Investitionsanreize setzen wird.
- Nach 2020 werden zusätzliche Kraftwerkskapazitäten für wenige Stunden im Jahr zur Spitzenlastabdeckung benötigt.
- Neue Investitionen sind im derzeitigen Marktdesign nicht finanzierbar. Es fehlen ausreichende und verlässliche Anreize.
- Ein zentraler Koordinator ist notwendig, der die notwendige sichere Kapazitätsmenge bestimmt und den neuen Markt organisiert.
- Zwei (oder mehr) Marktstufen werden von BET, EWI und LBD als notwendig angesehen, um Anpassungen vornehmen zu können, die durch Prognosefehler des Koordinators entstehen können.
- Das Demand Side Management (DSM) flexibilisiert in Zukunft die Nachfrage.

Neben diesen Gemeinsamkeiten gibt es eine Reihe von Unterschieden; darauf wird im Folgenden eingegangen. BET hat mit seinem Gutachten Eckpunkte einer möglichen Ausgestaltung eines Kapazitätsmarkts beschrieben und damit die derzeit kontroverse Diskussion eröffnet. Als Marktdesign wurden sowohl ein umfassender als auch selektiver Kapazitätsmarkt mit der schlussendlichen Präferenz für einen selektiven Kapazitätsmarkt analysiert, aufgrund der zu großen Gefahr von Windfall profits von abgeschriebenen Bestandskraftwerken. Das selektive Kapazitätsmarktdesign zielt darauf ab, dass ein Koordinator – z. B. ein Independent System Operator (ISO) – fünf Jahre im Voraus eine Abschätzung darüber trifft, ob die thermisch verfügbare Kapazität ausreicht, um

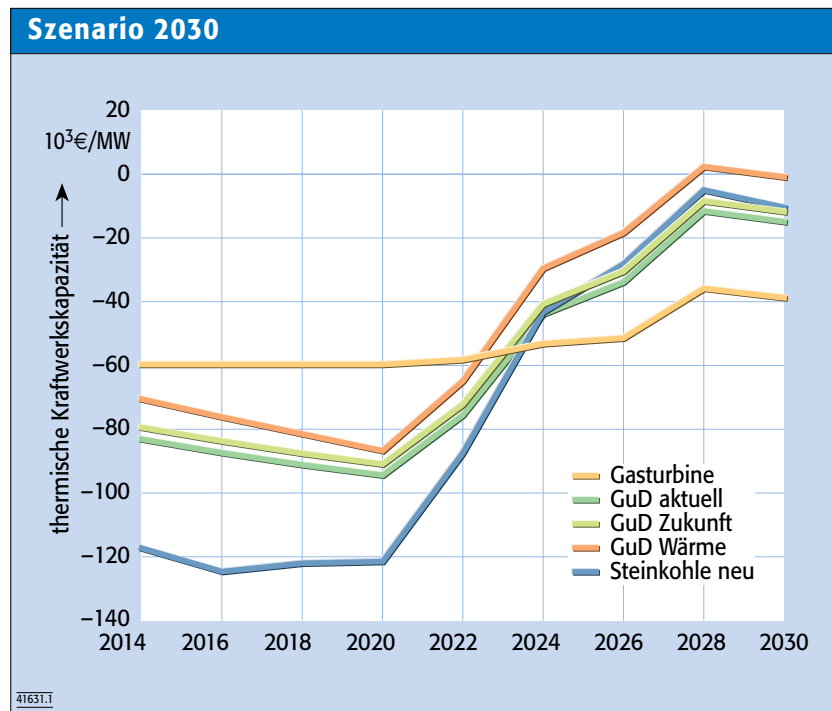


Bild 1. Erlöse aus Spotvermarktung bei Vollkostenbetrachtung

eine sichere Versorgung und Systemstabilität zu gewährleisten. Dies könnte eng verzahnt werden mit der zwischenzeitlich etablierten Netzentwicklungsplanung. Falls ein Bedarf an zusätzlicher Kapazität ermittelt wird, findet eine Auktion statt, an der Investoren für neue Kraftwerkskapazitäten teilnehmen können, die einen Preis (€/kW) für ihre geplante Leistung bieten. Investoren würden sich dabei entsprechend der erwarteten Rentabilität ihres Investments überlegen, wie hoch ihr fehlender Deckungsbeitrag zur Profitabilität ist bzw. welche Prämie sie an einem Kapazitätsmarkt bekommen müssen, damit sie das Investment unter Berücksichtigung der Erlösmöglichkeiten an den traditionellen Strommärkten realisieren.

Da sich während der Realisierungsphase der Neubauten unerwartete Stilllegungen, steigende Nachfrage oder ähnliche Einflüsse ergeben können, findet ein Jahr vor Erfüllung eine zweite Auktion statt, an der das DSM und Retrofits (mit gewissen Voraussetzungen) mit einbezogen werden. Ein weiterer Aspekt ist, dass besonders das DSM, aber auch Retrofits, allgemein nicht mit einer Vorlaufzeit von fünf Jahren geplant werden. Andernfalls können sie nicht in den Markt integriert werden. Wei-

tere Spezifikationen in technischer Hinsicht (z. B. eine Änderung der Leistungsgeschwindigkeit) oder des geographischen Standorts aufgrund von Systemgründen sind in diesem Kapazitätsmarktdesign möglich und könnten bei Bedarf vom ISO leicht umgesetzt werden. Ein Merkmal dieser Ausgestaltung ist seine einfache Implementierung neben dem heutigen Strommarktdesign.

LBD favorisiert einen Termin-Kapazitätsmechanismus bestehend aus zwei Elementen: Ein mittelfristiger Teil vergütet Bestandsanlagen für eine Laufzeit von zwei Jahren über eine Auktion, die ein bis fünf Jahre vor Erfüllung stattfindet. Ein weiteres Marktsegment soll den Bau von Neubauten anreizen, die eine Vergütung über 15 Jahre erhalten. Diese sollen sich auf einer Auktion drei bis fünf Jahre vor Erfüllung qualifizieren können.

Consentec hat das Festhalten am Bestand als effizienteste Lösung herausgearbeitet und dazu eine strategische Reserve als beste Möglichkeit ermittelt. Dabei werden thermische Kapazitäten in einem gewissen Umfang aus dem Strommarkt genommen und nur in extremen Situationen aktiviert, um eine Markträumung zu gewährleisten. Mittelfristig wird ein umfassender Kapazitätsmarkt vor-

geschlagen, aber nicht weiter ausgeführt. Das EWI ist der Auffassung, dass eine strategische Reserve zu Ineffizienzen führt, da dem Dispatch nicht alle Kraftwerke zur Verfügung stehen, sondern künstlich zurückgehalten werden. Diese werden daher abgelehnt. Stattdessen sollen Versorgungssicherheitsverträge von allen Akteuren im Markt abgeschlossen werden; dabei würden bestehende Kraftwerke mit einem Preis von Null anbieten, Investoren würden beliebig einsteigen. Den in einer Auktion ermittelten Kapazitätspreis würden dann alle Beteiligten erhalten. Um sich gegen Marktmacht abzusichern, schlägt das EWI Verfügbarkeitsoptionen vor, die vorab administrativ festgelegt werden und durch die ein Ausübungspreis am Spotmarkt nicht überschritten werden soll.

Fazit

Die dargestellten, unterschiedlichen Gutachten zeigen, dass die Aufrechterhaltung der nationalen Versorgungssicherheit auf Basis eines Energy-only-Markts vor dem Hintergrund der Transformation des Energiesystems zumindest ab 2020 unsicher erscheint. Gleichzeitig ist die Bewahrung des liberalisierten Energiemarkts ein hohes und daher zu bewahrendes Gut. Daher

darf der analysierte Befund nicht zu einer Abkehr möglichst freizügiger Energiemärkte hin zu einer erneuten vollständigen Regulierung führen. Wo erforderlich, muss aber der Raum für eine Weiterentwicklung des Marktdesigns geschaffen werden. In einem System leitungsgebundener Energieversorgung muss Sorge dafür getragen werden, dass genügend Kapazität vorhanden ist. Hier wird man sich an den Gedanken gewöhnen müssen, dass vor dem Hintergrund langer Bauzeiten und hoher Kapitalkosten eine koordinierende Nachfrageinstanz geschaffen werden muss. Das Angebot an Kapazität muss dabei einem wirksamen Wettbewerb unterliegen. Die weitere Debatte sollte nun anhand konkreter Bewertungskriterien zu einer weiteren Konkretisierung führen. Wichtige Bewertungskriterien sind dabei u. a.: wirksamer Wettbewerb zur Deckung des erforderlichen Kapazitätsbedarfs, geringe Transaktionskosten, möglichst geringe Umverteilungskosten, Vermeidung von Windfall profits, Gewährleistung von Versorgungssicherheit sowie die Vermeidung von Marktmacht.

LITERATUR

- [1] Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW), Consentec GmbH, Forschungsgemeinschaft für Elektrische

Anlagen und Stromwirtschaft e. V. (FGH): Studie zur Ermittlung der technischen Mindestleistung des konventionellen Kraftwerksparks zur Gewährleistung der Systemstabilität in den deutschen Übertragungsnetzen bei hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien. Im Auftrag der Übertragungsnetzbetreiber, Aachen, 20. Januar 2012.

- [2] Büro für Energiewirtschaft und technische Planung (BET): Kapazitätsmarkt – Rahmenbedingungen, Notwendigkeit und Eckpunkte einer Ausgestaltung. Im Auftrag des BNE. Aachen, 2. September 2011.
- [3] LBD: Energiewirtschaftliche Erfordernisse zur Ausgestaltung des Marktdesigns für einen Kapazitätsmarkt Strom. Im Auftrag des Umweltministeriums des Landes Baden-Württemberg, 20. Dezember 2011.
- [4] Consentec: Versorgungssicherheit effizient gestalten. Erforderlichkeit, mögliche Ausgestaltung und Bewertung von Kapazitätsmechanismen in Deutschland. Im Auftrag der EnBW AG, 7. Februar 2012.
- [5] Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI): Untersuchung zu einem zukunftsfähigen Strommarkt-design. Im Auftrag des BMWi, März 2012.

(41631)

michael.ritzau@bet-aachen.de

lukas.schuffelen@bet-aachen.de

www.bet-aachen.de