

Interview mit BET-Geschäftsführer Ritzau „Dynamik der Energiewende wurde massiv unterschätzt“

Kapazitätsmarkt oder Strategische Reserve? Beide Modelle werden zurzeit in der Energiebranche heiß diskutiert, um Gas- und Kohlekraftwerken künftig unter die Arme zu greifen. Gleichzeitig soll angesichts hoher Einspeisung von volatiler Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien natürlich auch die Versorgungssicherheit sichergestellt werden. Die Strategische Reserve ist nach Einschätzung von Energieexperten mit jährlichen Zusatzkosten von 300 bis 400 Millionen Euro die günstigere Variante für die Verbraucher - im Vergleich zu 1,5 bis 1,8 Milliarden Euro für den reinen Kapazitätsmarkt. „Ich bin da anderer Meinung“, wirft aber Michael Ritzau, Geschäftsführer des Büros für Energiewirtschaft und technische Planung BET und Experte für die Kraftwerksbranche ein. Im Interview mit Energy Daily erläutert er seine Ansichten zu Kapazitätsmechanismen, der Rolle von Erdgas und dem geplanten Ausschreibungsmodell für Ökostrom.



Michael Ritzau
Foto: BET

Herr Ritzau, empfehlen Sie Ihren Kunden noch, konventionelle Kraftwerke zu bauen?

Der deutsche und angrenzende europäische Kraftwerkmarkt ist augenblicklich von deutlichen Überkapazitäten gekennzeichnet. Dazu kommt, dass wir einen leichten Rückgang bei der Stromnachfrage und zusätzlich einen starken Ausbau erneuerbarer Energien haben. Die Marktsituation für konventionelle Kraftwerke ist - bis auf einzelnen Ausnahmen - miserabel.

Kurzfristig macht der Neubau von Kraftwerken daher keinen Sinn. Sobald aber Klarheit über die Frage des Kapazitätsmechanismus herrscht, wird es zu weiteren Stilllegungen kommen. Vor diesem Hintergrund erwarten wir neuen Kapazitätsbedarf ab Anfang der 20-er Jahre. Diese Kapazitäten müssen aber sehr flexibel sein. Ein Teil des flexiblen Kapazitätsbedarfs wird auch durch Hebung von Lastmanagement-Potenzialen gedeckt werden können. Die derzeitigen Strompreissignale reizen das augenblicklich noch nicht ausreichend an.

Welches Strommarkt-Design ist die Empfehlung von BET?

Zunächst muss politisch die Frage geklärt werden, ob Versorgungssicherheit eine Frage der öffentli-

chen Daseinsvorsorge ist (service publique). Grundsätzlich ist das im Grünbuch von Bundeswirtschaftsminister Sigmar Gabriel formulierte Modell der Strategischen Reserve bzw EOM (Energy-Only-Market) 2.0 in der Theorie funktionsfähig. Für Investoren ist das Modell aber sehr riskant und würde nach unserer Einschätzung zu einer starken Marktkonzentration und Oligopol-Bildung führen.

Das Bundeswirtschaftsministerium will die Kapazitätsreserve bzw Strategische Reserve einführen, die Verbände fordern aber einen Kapazitäts- bzw Leistungsmarkt. Welches Modell wird kommen?

Nun, die Einflussmöglichkeiten der Verbände sind schwer einzuschätzen. Die Bundeskanzlerin hat beim Neujahrsempfang des Bundesverbands Erneuerbare Energie (BEE) einerseits Skepsis gegen Kapazitätsmärkte geäußert. Andererseits betonte sie aber auch, dass es Geschäftsmodelle auch für konventionelle Back-Up-Kapazitäten geben muss. Es bleibt daher abzuwarten, wie diese losen Enden verknüpft werden können.

Es wird argumentiert, dass der Kapazitätsmarkt teurer ist als die Reserve. Ich habe da eine andere

Meinung: Das scheint aber nur auf den ersten Blick so zu sein. Wenn bei der Strategischen Reserve (EOM 2.0) Spitzenlastpreise von bis zu 15.000 Euro pro Megawattstunde verlangt werden, kommt man im Ergebnis doch zu ähnlichen Kosten wie beim Kapazitätsmarkt.

Erleben wir gerade die schwierigste Zeit der Energiewende, und für Versorger mit fossilen Kraftwerken die schlimmste?

Ja. Die Dynamik der Energiewende ist von nahezu allen Marktakteuren massiv unterschätzt worden. Wir erleben jetzt aber eine deutliche Abkehr von den alten Geschäftsmodellen. Die früheren „Player“ richten sich konsequent neu aus und es wird einen gravierenden Wettbewerb um die künftigen, besten Energiewende-Konzepte geben.

Fachleute reden davon, dass Erdgas in einigen Jahren eine Renaissance erleben wird. Glauben Sie das auch, Herr Ritzau?

Für eine Renaissance von Erdgas wäre eine deutliche Verbesserung der Verstromungsmengen (Clean Spark Spread) die Grundvoraussetzung. Derzeit ist die Situation von einer hohen Marktmacht der ausländischen Gasproduzenten geprägt. ▶▶

► Ohne signifikant niedrigere Gaspreise ist eine Renaissance nicht vorstellbar. Oder der CO₂-Preis müsste über 35 Euro pro Tonne steigen, damit Gas gegenüber Kohle wettbewerbsfähiger wird.

Wie beurteilen Sie den Ausbau der Windkraft in Deutschland - Onshore wie auch Offshore?

Bei Onshore-Wind erleben wir einen kurzfristigen Boom, weil niemand weiß, wie ab 2017 das Ausschreibungsmodell für Windenergie aussehen soll. Der Offshore-Bereich ist von starken Verzögerungen vor allem beim Netzanschluss geprägt. In zwei bis drei Jahren werden erhebliche Offshore-Kapazitäten hinzukommen. Die Aufgabe für Offshore-Windkraft wird es sein, die Kostendegression hinzubekommen. Auf absehbare Zeit wird Offshore noch teurer sein als Onshore.

Die Bundesregierung hat jetzt den Startschuss für Pilotausschreibungen im Solarbereich gegeben. Werden die Pilotprojekte ausreichen, um genügend Erfahrungen für das geplante, generelle Ausschreibungsmodell ab 2017 zu sammeln?

Man wird wertvolle Erfahrungen mit den Solar-Ausschreibungen sammeln, insbesondere zu Bieterverhalten und Liquidität des Marktes. Aber: Die Anforderungen an Ausschreibungen für Windkraft sind deutlich komplexer. Auch die Zeit wird sehr knapp werden.

Können PV-Ausschreibungen auf andere Technologien wie beispielsweise Windenergie überhaupt übertragen werden?

Das wird sehr schwierig sein. Zum einen sind die Vorlaufzeiten für die Projektentwicklung und die Genehmigungsverfahren bei Windparks viel länger. Darüber hinaus gibt es Risiken für die junge Offshore-Technologie und Bestellrisiken bei den Herstellern, weil der Markt doch sehr eng ist. Schließlich muss man sehen, welche Risikoaufschläge die Banken bei der Projektfinanzierung von Windkraftanlagen verlangen.

Hat das Ausschreibungsmodell für die Ökostrom-Förderung eine Zukunft in Deutschland?

Grundsätzlich ist das Ausschreibungsmodell an sich ein guter Ansatz für eine marktnahe Preisbildung der EEG-Vergütung. Voraussetzung dafür ist aber ein liquider Markt und ein einfaches Verfahren. Offen bleibt, wie erfolgreiche Bürgermodelle und Energiegenossenschaften in ein solches Modell eingebunden werden. Wir dürfen nicht vergessen, dass Bürger-Beteiligungen eine hohe Akzeptanz in der Bevölkerung genießen.

Die Fragen stellte Ali Uluçay.

MBI/aul/13.2.2015

Mecklenburgische Seenplatte Windpark-Kritiker fordern Speicher-Forschung

Der umstrittene Windpark bei Tützpatz (Kreis Mecklenburgische Seenplatte) müsste nicht gebaut werden, wenn sich andere Windradbetreiber an dem Forschungsprojekt der Wind-Projekt GmbH (Börgerende) beteiligen würden. Das hat Mecklenburg-Vorpommerns Energieminister Christian Pegel (SPD) bei einem Forum mit rund 200 Gästen in Altentreptow eingeräumt. „Ich würde mir wünschen, dass sich auch andere Windmüller an dem Speicherprojekt beteiligen“, sagte Pegel. Da aber Eigentumsrechte betroffen seien, könne niemand dazu gezwungen werden.

Wind-Projekt will östlich von Altentreptow bei Tützpatz rund 30 große Windräder errichten. Das soll die Basis sein, um netzunabhängig neben der bisherigen Wasserstoffanlage eine neue Speichertechnologie mit Wasserstoff zu testen. Die Region Altentreptow gilt als besonders geeignet, weil hier große Erdgasleitungen, überregionale Stromtrassen und ein Umspannwerk einen Energieknoten bilden.

Windkraftgegner kritisieren die Pläne. Da rund um Altentreptow schon mehr als 100 Windräder laufen, fühle man sich eingekesselt. Von diesen betreibe Wind-Projekt aber

nur einen Teil. „Die Speicherung ist aber ein Problem, dass die gesamte Windkraftbranche lösen muss, nicht nur eine Firma“, kritisierte ein Sprecher der Bürgerinitiative Windflüchter. Pegel sicherte eine umfassende Prüfung zu, zudem soll das Forschungsziel in einen Vertrag aufgenommen werden.

MBI/dpa/aul/13.2.2015