

zum

Fragebogen der Monopolkommission zur Vorbereitung des Energiesondergutachtens 2015 gem. § 62 EnWG

06.02.2015

I. Märkte

- a. Wie hat sich die Liquidität der europäischen Gasmarktgebiete aus Ihrer Sicht entwickelt und welche aktuellen Entwicklungen sehen Sie? Nach welchen Kriterien sollte beurteilt werden ob eine ausreichende Liquidität erreicht ist?

Die Liquidität an den europäischen Handelspunkten / Hubs hat sich positiv entwickelt. Es ist eine deutliche Steigerung der so genannten Churn Rate, das heißt dem Verhältnis der gehandelten Volumina zu den physikalisch gelieferten Volumina festzustellen. Dennoch sind die an der EEX gehandelten Volumina für manche Produkte an vielen Tagen so gering, dass nach wie vor Entwicklungsbedarf gesehen wird.

Eine Beurteilung der Güte der Liquidität kann anhand der gehandelten Volumina bzw. der Churn Rates vorgenommen werden.

- b. Wie schreitet der Ausbau der Strom-/Gasnetzinterkonnektoren und Leitungen an den deutschen Außengrenzen voran? Wird hier ausreichend investiert?

Die derzeitige Kapazität der Kuppelstellen zum Ausland ist im Strombereich nicht ausreichend. Dies wird auch durch die Tatsache untermauert, dass die Preiskonvergenz im gekoppelten nordwesteuropäischen Markt in den letzten Jahren wieder abnimmt. Das deutet auf das Vorliegen von strukturellen, nicht nur temporären, Netzengpässen hin. Zu deren Behebung sind verstärkte Investitionen erforderlich, um das Netz in effizientem Maße auszubauen. Ein effizienter Netzausbau bedeutet allerdings nicht, dass niemals Engpässe auftreten können. Diese sind in Ausnahmesituationen zu akzeptieren, ein umfassenderer Ausbau wäre zu kostenträchtig. Es geht hier um die Behebung struktureller Engpässe an den Kuppelstellen. Dies würde nicht nur die Markteffizienz stärken, sondern auch der Versorgungssicherheit dienlich sein.

Ausweislich des BNetzA-/BKartA-Monitoringberichtes 2014 betragen die Investitionen und Aufwendungen der Strom-Übertragungsnetzbetreiber für grenzüberschreitende Verbindungen im Jahr 2013 16 Mio. €. Das entspricht lediglich 1% der Investitionen und Aufwendungen der ÜNB in die Netzinfrastruktur insgesamt. Zudem liegen diese 16 Mio. € nicht nur deutlich unter den Planwerten, sondern auch unter den Aufwendungen und Investitionen im Jahr davor. Dies zeigt, dass die Investitionstätigkeit gerade im Bereich grenzüberschreitender Verbindungen nicht ausreichend ist.

Im Gasbereich ist die Lage an den Grenzübergangspunkten derzeit als entspannt einzustufen. Der Winter 2013/2014 wirkte sich durch die warmen Witterungsbedingungen entsprechend auf die Nachfrage und die verfügbaren Kapazitäten aus. Auch im bisherigen Winter 2014/2015 ist die Nachfrage aufgrund des relativ warmen Wetters dementsprechend niedriger, was sich positiv auf die Verfügbarkeit von Kapazitäten auswirkt. Zudem nimmt die Transparenz über die Lastflüsse an den Grenzübergangspunkten stetig zu. Hier sei auf den von ACER im Januar 2015 veröffentlichten Monitoring Report on Gas Congestion Management Procedures (CMP) verwiesen.¹⁾

c. Wie weit ist der Europäische Binnenmarkt für Strom und Gas fortgeschritten?

Gemessen am ursprünglichen Ziel der Europäischen Kommission, den Binnenmarkt für Energie bis 2014 fertiggestellt zu haben, ist dieses Ziel noch lange nicht erreicht.

Aufgrund bestehender Netzengpässe (vgl. I.c.) ist die Integration der Strommärkte noch unzureichend. Neben dem Ausbau der grenzüberschreitenden Netzkapazitäten sollte die Harmonisierung der Marktregeln (Prozess der Erarbeitung der network codes) vorangebracht werden.

Für den Gasbereich ist festzuhalten, dass die richtigen Wege beschritten werden. Dies ist im Besonderen auf die guten Prozesse bei Erstellung der Network Codes und anderen Regelungen durch ENTSOG im Austausch mit allen relevanten Stakeholdern zurückzuführen.

d. Wie schätzen Sie die Entwicklung der weltweiten Gasmärkte und die Abhängigkeit von außereuropäischem Pipelinegas ein? Erachten Sie den Bau von LNG-Terminals in Deutschland als wichtig?

Die globalen Gasmärkte entwickeln sich derzeit noch sehr unterschiedlich. Die USA haben, bedingt durch die Frackingindustrie, eine Überversorgung mit Gas. Da bislang noch keine nennenswerten Exportkapazitäten vorhanden sind, ist der Gaspreis dort auf einem Niveau von der Hälfte bis zu einem Drittel der europäischen Gaspreise. Erste Exportkapazitäten werden in den USA erst ab 2016 geschaffen. Demgegenüber steht der asiatische Gasmarkt, der in den letzten Jahren der Marktplatz mit den höchsten Preisen war. Bisher war Asien weitgehend von Lieferungen aus dem mittleren Osten abhängig. Nun entwickeln sich in Australien und Indonesien große LNG-Handelsplätze. Hier könnte sich in den nächsten Jahren ein asiatischer Markt entwickeln, denn Japan hat neue, bessere Importverträge mit asiatischen LNG-Lieferanten geschlossen und auch der LNG-Bedarf in China wird durch die neuen

¹⁾ [http://www.acer.europa.eu/Media/News/Pages/ACER-publishes-its-first-Implementation-Monitoring-Report-on-Gas-Congestion-Management-Procedures-\(CMP\).aspx](http://www.acer.europa.eu/Media/News/Pages/ACER-publishes-its-first-Implementation-Monitoring-Report-on-Gas-Congestion-Management-Procedures-(CMP).aspx)

Pipelineprojekte mit Russland eingeschränkt. Deutschland bezieht zu ca. 34 % russisches Erdgas und ist damit in einer direkten Abhängigkeit von außereuropäischem Pipelinegas.

Der Bau eines deutschen LNG-Terminals ist derzeit nicht unbedingt notwendig, da derzeit genug LNG-Terminalkapazitäten in Europa zur Verfügung stehen und eine ganze Reihe neuer Kapazitäten in den nächsten Jahren dazukommen.

- e. Wie beurteilen Sie die Arbeit der europäischen Energiemarktaufsicht (ACER) und den Aufbau der deutschen Markttransparenzstelle für Strom und Gas (MTS Strom/Gas)? Welche neuen Pflichten verbinden sich für Sie mit dem Wirken von ACER und der MTS Strom/Gas?

Mit Verabschiedung der REMIT Implementing Acts Anfang Januar 2015 wurde der Startschuss für die Sammlung der europäischen Energiemarktdaten gegeben. Zum jetzigen Zeitpunkt lässt sich nicht genau einschätzen, wo Probleme bei Registrierung und Sammlung auftreten werden. Die von ACER in Verbindung mit den nationalen Regulierungsbehörden aufgesetzten Prozesse stellen hohe Anforderungen, insbesondere an die IT. Die Markttransparenzstelle kann ihren Teil dazu beitragen, dass alle Prozesse reibungslos ablaufen und als Ansprechpartner für Unternehmen fungieren.

- f. Wie beurteilen Sie die Wettbewerbsintensität auf den Endkundenmärkten für Strom und Gas?

Aus Sicht der Industriekunden ist am Endkundenmarkt sowohl im Strom- als auch im Gasbereich eine ausreichende Zahl von Anbietern aktiv, so dass ein funktionierender Wettbewerb gewährleistet ist. Dieser spielt sich nur in geringem Ausmaß über den Preis ab, da der Strompreis zu einem großen Teil von regulierten (Netzentgelten) und staatlich vorgegebenen Elementen (Steuern, Abgaben) bestimmt wird. Der Preisbestandteil für die reine Energie orientiert sich am börslichen Großhandelsmarkt und unterscheidet sich daher zwischen einzelnen Lieferanten nicht wesentlich. Industriekunden nutzen die Möglichkeiten, welche sich durch den Wettbewerb ergeben, im Unterschied zu Haushaltskunden sehr intensiv, zunehmend auch unabhängig von der Größe ihres Nachfragevolumens.

- g. Welche Barrieren bestehen gegenüber einer Ausweitung der Vertriebsgebiete von Strom-/Gasversorgern? Ist der Endkundenmarkt aus Ihrer Sicht bundesweit abzugrenzen?

Die früher bestehenden Barrieren beim bundesweiten Stromvertrieb sind weitestgehend durch das Bilanzkreissystem und bundesweit einheitliche Ausgleichsenergiepreise abgebaut. Vorteile bieten sich bei den Vertriebsgesellschaften, die mehrere Commodities (Strom, Gas, Wasser, Wärme) gleichzeitig anbieten können, wenn Kunden bspw. eine Versorgung aus einer Hand wünschen. Hier sind örtliche Versorger klar im Vorteil, da Teilmärkte (noch) nicht liberalisiert sind.

Im Strom- und Gasbereich ist für Industriekunden der Endkundenmarkt derzeit bundesweit abzugrenzen. Regionale Unterschiede sind durch Netzentgelte bedingt, die vom Abnahmeverhalten des Letztverbrauchers abhängig sind, aber nicht vom jeweiligen Lieferanten. Eine Ausdehnung der Abgrenzung, die den

relevanten Markt europäisch definiert, wäre derzeit noch nicht angebracht, da der Bezug von Strom oder Gas durch Endkunden direkt aus dem Ausland faktisch nicht möglich ist.

h. Welche Entwicklung (Bedeutungszuwachs/-abnahme) nehmen in Zeiten zunehmender Volatilität der Stromerzeugung der Intraday- und der Day-ahead-Handel?

Die Bedeutung der Kurzfristmärkte nimmt seit geraumer Zeit stark zu und wird auch zukünftig zunehmen. Ursache hierfür ist die weiter steigende Einspeisung aus fluktuierenden und schlecht prognostizierbaren Quellen. Um diesen Strom in den Markt zu integrieren, werden verstärkt kurzfristige Handelsaktivitäten erforderlich. Auch die Nutzung von Lastmanagementmaßnahmen erfordert eine verstärkte Nutzung kurzfristiger Märkte, da bspw. Flexibilitäten in industriellen Produktionsprozessen nur mit relativ kurzem Vorlauf und z.T. auch nur für kurze Dauern absehbar sind. Daher werden Day-Ahead und Intraday-Märkte zukünftig noch an Bedeutung zunehmen. Der Intraday-Handel ist insbesondere für den Bilanzausgleich ein entscheidendes Instrument, um z.B. bei (kleinen) Industriebilanzkreisen ungeplante und produktionsbedingte Schwankungen oder Anlagenausfälle auszugleichen, ohne die Pflicht einer ordentlichen Bilanzkreisbewirtschaftung zu verletzen. Hier dürfte es auch zu weiter verkürzten Vorlaufzeiten kommen (späteres Gate-Closure).

Das steigende Handelsvolumen am Intraday-Markt der EPEX-Spot belegt, dass der Markt das Produkt verstärkt nachfragt (s. Bild 1).

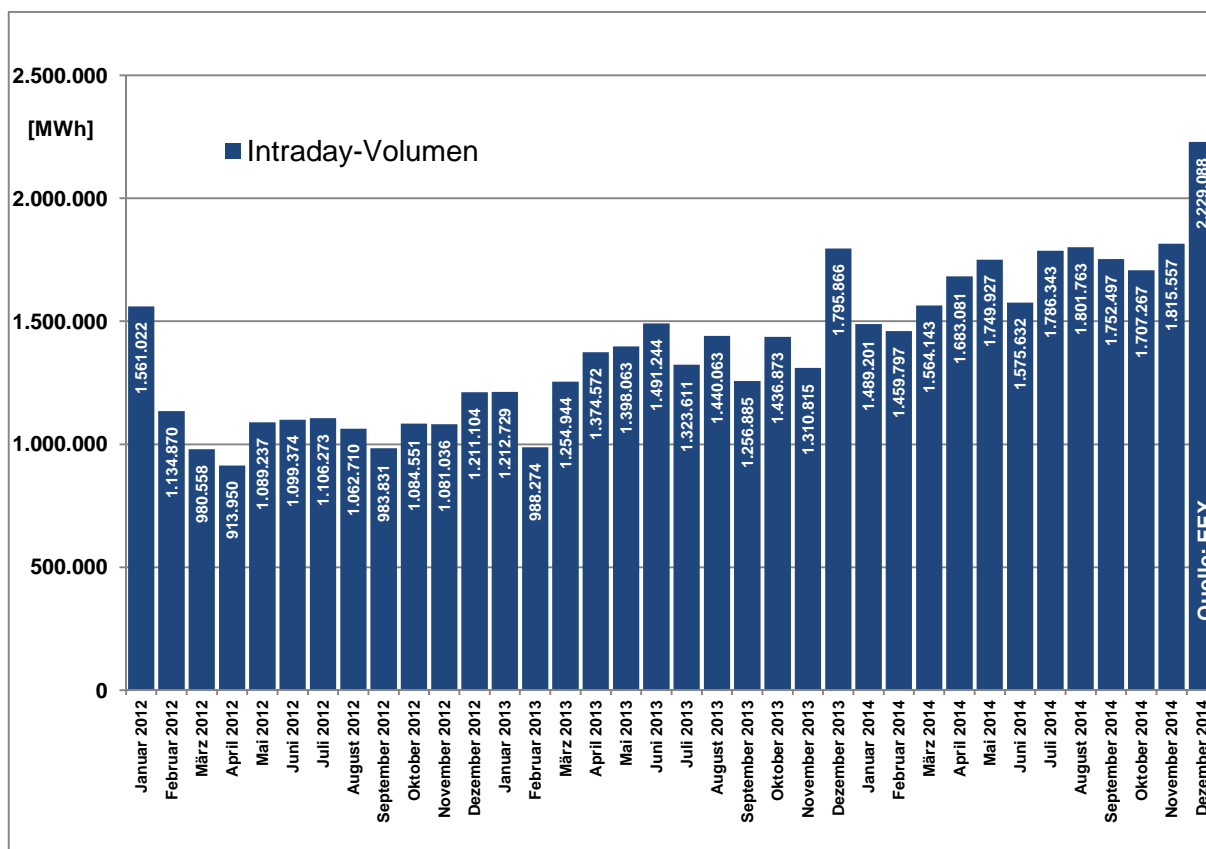


Bild 1: Entwicklung des Intraday-Volumens an der EPEX

Unabhängig davon wird dem längerfristigen (finanziellen) Handel weiterhin eine hohe Bedeutung zukommen, da nur mit ihm die Risiken hoher Beschaffungspreise abgesichert werden können.

II. Netzausbau

- a. Wie schätzen Sie Kosten und Nutzen sowie den Fortschritt des Ausbaus von innerdeutschen Strom- und Gasnetzen ein?

Der innerdeutsche Ausbau der Stromnetze ist zur Integration der Erneuerbaren Energien sowie v.a. zur Behebung der Nord-Süd-Engpässe – und damit zur Vermeidung einer Aufteilung der deutsch-österreichischen Preiszone – absolut unverzichtbar. Er sollte zügig vorangetrieben werden. Dabei sollten strukturelle Engpässe beseitigt werden. Der Ausbau des Netzes sollte dabei effizient dimensioniert werden. Das bedeutet auch, dass die Netzkapazität nicht zur Aufnahme der letzten erzeugten Kilowattstunde aus Erneuerbaren Energien ausgebaut werden sollte. Stattdessen sollte eine Kappung der Spitzenerzeugung der Erneuerbaren Energien möglich sein. Damit kann unter nur geringem Verlust an grenzkostenloser EE-Erzeugung ein teurer Ausbau des Netzes bis zu einer Kapazität, die nur in wenigen Stunden des Jahres erforderlich wäre, vermieden werden. Das Grünbuch des BMWi zum Strommarktdesign schlägt hier eine Spitzenkappung um 3 % der Jahresarbeit vor. Es bliebe zu prüfen, ob dieser Wert ausreichend ist oder eine stärkere Kappung die effiziente Lösung darstellt.

Der Ausbau der Gasnetze wird in Deutschland über den so genannten Netzentwicklungsplan gesteuert. Seit Beginn des Prozesses gibt es unterschiedliche Einschätzungen bezüglich des Ausbaubedarfs zwischen Fernleitungsnetzbetreibern und Verteilernetzbetreibern, was auch zu unterschiedlichen Investitionsvolumina führen würde. Aus diesem Grunde wurde eine gemeinsame Studie über den zukünftigen Leitungsbedarf in Verteilernetzen erstellt.²⁾ Grundsätzlich bietet die Studie keine Patentlösung an, hat aber die Grundlagen für einen Prozess geliefert, bei dem sich die Verteilernetzbetreiber mit den Fernleitungsnetzbetreibern in Zukunft bei Kapazitätsprognosen detailliert abstimmen müssen. Inwieweit dieser funktional sein wird, bleibt abzuwarten.

- b. Ist der geplante Netzausbau ausreichend, um die EEG-Mengenziele der Energiewende zu verwirklichen? Sind alternative oder ergänzende Maßnahmen notwendig?

Soweit aus Sicht des VIK beurteilbar, sind die geplanten Netzausbaumaßnahmen ausreichend. Das Problem liegt in der schleppenden Umsetzung der entsprechenden Netzausbaupläne.

- c. Wie schätzen Sie eine (vorübergehende) Aufteilung des deutschen Stromgroßhandelsmarktes in mehrere Preiszonen als mögliche Ergänzung/Alternative zur Lösung der Netzproblematik ein?

²⁾ http://www.fnb-gas.de/files/ffe_-_studie_ueber_einflussfaktoren_auf_den_zukuenftigen_leistungsbedarf_der_vertielnetzbetreiber.pdf

Eine Aufteilung der bestehenden einheitlichen deutsch-österreichischen Preiszone wäre aus Sicht des VIK höchst problematisch.

Zunächst ist äußerst fraglich, ob bzw. inwieweit eine Verkleinerung von Preiszonen überhaupt eine effektive Maßnahme zur Begrenzung der bestehenden Ringflüsse ist. Auch bei einer Marktgebietsaufspaltung der deutsch-österreichischen Preiszone werden Ringflüsse zunächst bestehen bleiben. Bei der Beurteilung der Preiszone darf auch nicht der heutige Netzzustand zugrunde gelegt werden. Vielmehr sind die im Energieleitungsausbaugesetz und im Netzentwicklungsplan festgelegten Projekte bei einer Analyse mit einzubeziehen. Die dort festgelegten Projekte und Maßnahmen sind geeignet, die ungewollten Ringflüsse insbesondere nach Polen und Tschechien zu verringern.

Bei der Überprüfung des Zuschnitts der bestehenden Preiszonen ist es überdies wichtig, dass neben den technischen auch die marktlichen Auswirkungen einer Neuordnung berücksichtigt werden. Es sollte insbesondere der Einfluss einer großen Preiszone auf die Liquidität des Stromgroßhandelsmarktes einschließlich des Terminmarktes, die Wettbewerbsfähigkeit von Großhandel und Vertrieb, die geringere Marktkonzentration, die gemeinsamen Beschaffungsmöglichkeiten für Deutschland und Österreich bei verteilten Standorten von Letztverbrauchern sowie auf die Wohlfahrtsgewinne der Harmonisierung des Energiebinnenmarktes bewertet werden. Zudem wird durch eine Aufteilung der Preiszone auch die Fähigkeit zur Aufnahme von volatilen Erneuerbaren Energien eingeschränkt. Schließlich ist die Aufteilung auch mit Kosten für die Umsetzung verbunden. Auch diese müssen in eine Bewertung einfließen.

Wohlfahrtsgewinne aus der Aufrechterhaltung der derzeitigen Preiszonen bzw. die Zusammenlegung bestehender in größere Preiszonen lassen sich zum einen an der größeren Liquidität festmachen, die zu dem volkswirtschaftlich optimalen Gleichgewicht von Angebot und Nachfrage führt. Mit zunehmender Liquidität nehmen die Kosten des Handels ab, Kraftwerksbetreiber können sich kostenoptimal absichern und dies an die Endverbraucher weitergeben. Zum anderen geben liquide Märkte effiziente Preissignale für die Betriebsplanung und insbesondere für Investitionsentscheidungen.

Die deutsch-österreichische Preiszone verfügt im Vergleich zu anderen europäischen Handelsplätzen über eine überdurchschnittlich hohe Liquidität im Spot- und Terminmarkt. Die in dieser Preiszone ermittelten Großhandelspreise haben für den gesamten europäischen Raum Signalwirkung und spielen eine signifikante Rolle bei Handelsgeschäften in Europa. Bei einer Teilung der deutsch-österreichischen Preiszone könnten Industrieunternehmen ihre Beschaffung nicht mehr auf der Grundlage eines einheitlichen Großhandelsstrompreises durchführen. Damit würden sich die Stromkosten inkl. der administrativen Kosten der Industrieunternehmen erhöhen, womit wiederum die Bereitschaft der Unternehmen zu verstärkter Aktivität bzw. Investitionen in den betroffenen Märkten sinken würde.

Effektivstes Mittel zur Beseitigung von Ringflüssen ist ein Netzausbau sowohl innerhalb von Deutschland als auch in den Nachbarländern und an Grenzkuppelstellen. Ergänzt um eine Reform der Förderung Erneuerbarer Energien, die Anreize für eine bedarfsgerechte Erzeugung und die Erschließung von Flexibilitätsoptionen auf der Nachfrageseite (Last-

management) setzt, kann dies kosteneffizient gelingen. Die europäische Dimension hat durch die Verabschiedung des 10-Jahres-Netzausbauplans einen Fahrplan erhalten, der mit aller Konsequenz durch Umsetzung der nationalen Netzentwicklungspläne eingehalten werden sollte, um so schnell wie möglich den europäischen Strombinnenmarkt Realität werden zu lassen.

Nur durch einen Ausbau und der damit in Verbindung stehenden höheren Flexibilität des Netzes kann dem weiter steigenden Anteil der Erneuerbaren Energien und dem deutschen Ausstieg aus der Kernenergie Rechnung getragen werden. Es wird damit deutlich, dass die Engpässe dynamisch sind und durch eine statische Änderung der Preiszone nicht gelöst werden können. Des Weiteren wird durch den entsprechenden Netzausbau die Versorgungssicherheit nachhaltig erhöht, da sich die Flexibilität und die Anzahl der Quellen erhöhen.

Gerade vor dem Hintergrund des zwischenzeitlich sehr signifikanten Anteils Erneuerbarer Energien sind große Preiszonen und damit eine große Liquidität vor allem auch für die Bereitstellung von Flexibilität wichtig. Hierfür ist eine Preiszonenteilung absolut kontraproduktiv.

Die netzseitigen Kosten zur Umsetzung großer Preiszonen (Netzausbau, Redispatch etc.) sollten transparent gestaltet und als Investition in einen Markt mit einer höheren Effizienz und einem hohen Grad an Versorgungssicherheit betrachtet werden. Auch die Spotmarktbörse EPEX SPOT erbringt einen Beweis dafür, dass größere Preiszonen als die heute vorhandenen einen sehr positiven Einfluss auf das Preisniveau haben. Die Börse kalkuliert mit dem European Electricity Index (ELIX) täglich einen Day-Ahead-Preis, der für eine Preiszone bestehend aus Deutschland, Österreich, Frankreich und der Schweiz unter der Annahme der Engpassfreiheit zwischen diesen Märkten ermittelt wird. Er weist regelmäßig niedrigere Werte auf als die einzelnen Day-Ahead-Preise für die ihn bildenden Preiszonen und zeigt damit die möglichen positiven Auswirkungen großer Preiszonen.

Nicht zuletzt ist das von Politik, europäischer und nationaler Administration sowie den meisten Marktteilnehmern angestrebte Ziel der Vollendung eines europäischen Binnenmarktes bis Ende 2014 eher erreichbar, wenn in zumindest regionalen, d.h. grenzüberschreitenden und nicht kleinstaatlichen Dimensionen gedacht und gehandelt wird. Netzausbau hinauszuzögern, indem die Liquidität der Strommärkte geteilt wird, ist mit dieser europäischen Vision nicht in Einklang zu bringen.

Aus diesen Gründen lehnt VIK eine Aufspaltung der bestehenden einheitlichen deutsch-österreichischen Preiszone ab. Die Netzengpassproblematik sollte stattdessen an der Ursache angegangen und durch zügigen Netzausbau beseitigt werden.

- d. Welches Potenzial sehen Sie in dem von der Monopolkommission in ihrem letzten Sondergutachten (Tz. 345) vorgeschlagenen Instrument einer G-Komponente zur Integration verbrauchsnahe Zubauanreize?

-/-

III. Kapazität

- a. Wie beurteilen Sie die Deckung des Strombedarfs durch Erzeugungskapazitäten in der kurzen, mittleren und langen Frist?

Die derzeitige Versorgungssituation in Deutschland und Europa ist von Überkapazitäten gekennzeichnet. Das stellt auch das Grünbuch des BMWi richtigerweise dar. Da die Lösung der Frage, wie Versorgungssicherheit auch in Zukunft gewährleistet werden kann, nur mit entsprechendem Vorlauf möglich ist, ist es sinnvoll, diese Diskussion bereits zum jetzigen Zeitpunkt zu führen. Dabei darf die Einführung entsprechender Maßnahmen aber nicht überhastet erfolgen. Dies ist durch die bestehenden Überkapazitäten nicht erforderlich. Der Abbau dieser Überkapazitäten sollte marktgetrieben erfolgen und – neben dem beschlossenen Kernenergieausstieg – nicht durch weitere politische Maßnahmen forciert werden, da die Stilllegung rentabler Kraftwerke volkswirtschaftliches Kapital vernichten würde.

Bereits zeitnah sollte über mögliche Technologien diskutiert werden, die den zukünftigen Erwartungen am Strombedarf gerecht werden. Hierzu zählt neben Speichertechnologien, welche die fluktuierende Erzeugung aus EE vergleichmäßigen und an die Verbräuche anpassen können, auch die Weiterentwicklung von Kraftwerkstechnologien, die flexiblere Kraftwerksfahrweisen zulassen. Auch Technologien zur Umwandlung von überschüssigem Strom in Wärme (power-to-heat) oder in Erdgas oder Wasserstoff (Power-to-Gas oder Power-to-Liquid) sollten bereits frühzeitig (technisch) weiterentwickelt und zur (wirtschaftlichen) Marktreife gebracht werden.

- b. Wie beurteilen Sie die Fähigkeit von ausländischen Stromimporten, ausreichende Erzeugungskapazitäten in Engpasszeiten sicherzustellen?

Grundsätzlich können Kapazitäten im Ausland auch zur Sicherung des Kapazitätsbedarfs im Inland herangezogen werden. Durch den Durchmischungseffekt (Knappheiten treten nicht in allen Ländern zum gleichen Zeitpunkt auf) kann der Kapazitätsbedarf durch die Nutzung ausländischer Kapazitäten grundsätzlich verringert werden. Wesentliche Voraussetzung dafür ist ein ausreichender Ausbau der grenzüberschreitenden Netzverbindungs-kapazitäten. Da gut ausgebaute Grenzkuppelstellen nicht nur zur Versorgungssicherheit beitragen, sondern auch zur Effizienzsteigerung des Stromhandels, sollte der Netzausbau deutlich forciert werden.

- c. Wie sehen Sie vor diesem Hintergrund die Dringlichkeit zum Aufbau von Kapazitätsmechanismen?

Aus Sicht des VIK gibt es bislang keinen gesicherten Hinweis darauf, dass in den nächsten Jahren über einen ggf. optimierten Energy-Only-Markt hinaus Kapazitätsmechanismen erforderlich sind. VIK ist vor dem Hintergrund der bestehenden Überkapazitäten skeptisch gegenüber der Einführung von Kapazitätsmechanismen, die lediglich unmittelbar zu höheren Kosten für die Verbraucher führt, aber aus Gründen der Versorgungssicherheit nicht erforderlich ist. Mögliche Kapazitätsprobleme in Süddeutschland sind nicht auf zu geringe Erzeugungskapazität in Deutschland zurückzuführen, sondern auf bestehende Netzengpässe. Demzufolge sollten sie durch einen beschleunigten und in angemessenem Umfang erfolgenden Netzausbau behoben werden.

d. Welcher Kapazitätsmechanismus wird von Ihnen ggf. favorisiert und aus welchen Gründen?

Zunächst sind Maßnahmen zur wirksamen Steigerung der Funktionsfähigkeit und Effizienz des Energy-Only-Marktes sinnvoll und werden von VIK unterstützt. VIK warnt allerdings davor, die Gesamtheit der in der öffentlichen und politischen Diskussion sowie im Grünbuch des BMWi vorgeschlagenen Maßnahmen zur Verbesserung des Energy-Only-Marktes unkritisch umzusetzen. Ein solches Vorgehen würde bei vollumfänglicher Umsetzung erhebliche negative Auswirkungen haben, ohne das Ziel einer ausreichenden Bereitstellung von Stromerzeugungskapazität hinlänglich zu sichern. Hier muss eine differenzierte Betrachtung der Einzelmaßnahmen erfolgen.

Ein in diesem Sinne mit Augenmaß weiterentwickelter Energy-Only-Markt kann durch einen Reservemechanismus flankiert werden, der die Versorgungssicherheit in Extremfällen absichern kann, falls sich dies als notwendig erweisen sollte. Bereits heute existiert mit der so genannten Netzreserve (oder „Winterreserve“) im Rahmen der Reservekraftwerksverordnung ein Mechanismus, der einer solchen Reserve ähnlich ist, wenngleich bei der Netzreserve regionale Gesichtspunkte im Vordergrund stehen. Der Vorteil dieses Mechanismus liegt in der potenziell guten Transparenz der daraus resultierenden Kosten. Die Marktorientierung (Ausschreibung durch die ÜNB mit Kontrolle durch die BNetzA) muss allerdings deutlich verbessert werden. Unter diesen Umständen könnte derselbe Mechanismus zur Bildung einer Absicherungsreserve herangezogen werden, falls sich dies als erforderlich erweisen sollte. Die derzeit im Rahmen der „Winterreserve“ kontrahierte Reserveleistung bildet bereits den Kern einer solchen Absicherungsreserve, der ohne zusätzliche Kosten zur Verfügung steht.

Sollte sich in der längerfristigen Entwicklung herausstellen, dass zur Sicherung ausreichender Erzeugungskapazitäten zusätzliche Kapazitätsanreize erforderlich sind, kann zunächst diese Reserve weiter erhöht werden. Sollten die im Rahmen dieser Reserve anfallenden Kosten ein akzeptables Niveau überschreiten oder sich als offensichtlich ineffizient erweisen, kann dann - ggf. schrittweise - auf einen möglichst marktbasierten, dezentralen Kapazitätsmechanismus übergegangen werden. Ein solcher dezentraler Mechanismus sollte auf bestehenden Strukturen aufsetzen und die Bilanzkreisverantwortlichen in den Mittelpunkt stellen. Diese würden die fluktuierende EE-Erzeugung in ihren Bilanzkreis integrieren und daraus handelbare Produkte generieren. Damit ergäbe sich der Bedarf an Kapazitäten dezentral aus dem Markt, aufgrund des Absicherungsbedarfs der Bilanzkreisverantwortlichen. Damit wird die mit einer zentralen Kapazitätsfestlegung verbundene große Gefahr einer Überdimensionierung vermieden.

e. Wie beurteilen Sie die Vorschläge zu zentralen und dezentralen Kapazitätsmärkten im Vergleich? Wie sehen Sie in diesem Zusammenhang die Fokussierung von Kapazitätsmärkten auf bestimmte Energieträger?

Aus Sicht von VIK ist ein dezentraler Mechanismus einem zentralen vorzuziehen (vgl. III. d.). Jedweder Kapazitätsmechanismus sollte technologieoffen ausgestaltet sein und Kraftwerke, Speicher und nachfrageseitige Flexibilitätsoptionen (Lastmanagement) gleichrangig in einen Wettbewerb nebeneinander stellen. Demzufolge ist eine Fokussierung auf bestimmte Energieträger abzulehnen; ein Kapazitäts-

mechanismus darf nicht mit sachfremden Zielen, etwa klimapolitischer Natur, überfrachtet werden. Solche Ziele sollten - wenn politisch gewünscht - durch separate Instrumente verfolgt werden.

- f. Welche Vor- und Nachteile sehen Sie in einer europäischen Ausgestaltung von Kapazitätsmechanismen?

Angesichts der zunehmenden Integration der europäischen Strommärkte hat die Einführung von Kapazitätsmechanismen in einzelnen Staaten Auswirkungen auf die Nachbarländer. Daher ist eine europäische Koordination sehr sinnvoll und sollte angestrebt werden. Wesentlich wäre hierbei, auch Kraftwerken, Lasten und Speichern, die im Ausland ansässig sind, die Teilnahme an nationalen Kapazitätsmechanismen zu ermöglichen, wenn dies physikalisch möglich ist (ausreichende Netzkapazität).

Allerdings ist derzeit zu beobachten, dass einige europäische Staaten Kapazitätsmechanismen bereits einführen, bspw. Frankreich. Dies sollte keinen Automatismus auslösen, nach dem in Deutschland ebenfalls ein Mechanismus eingeführt wird. Ebenfalls darf das nicht zu einer Vorfestlegung dahingehend führen, dass ein Kapazitätsmechanismus, wenn er denn in Deutschland einmal eingeführt werden sollte, sich notwendigerweise an existierenden Mechanismen in Nachbarländern orientiert.

Insofern wäre eine europäische Koordination von Kapazitätsmärkten zwar erstrebenswert, darf aber kein Selbstzweck sein.

IV. Fördersysteme

- a. Wie effizient ist aus Ihrer Sicht das bestehende System der Direktvermarktung erneuerbarer Energien? Welche Änderungen sind aus Ihrer Sicht ggf. erforderlich?

Die Einführung der verpflichtenden Direktvermarktung für Erneuerbare Energien durch die EEG-Novelle 2014 ist grundsätzlich zu begrüßen, da hierdurch eine stärkere Eigenverantwortung der EE-Erzeuger herbeigeführt und damit die Marktintegration verbessert wird. Kritisch zu sehen ist allerdings die schrittweise Einführung – auch kleine Anlagen sind grundsätzlich in der Lage, an der Direktvermarktung teilzunehmen, ggf. durch spezielle Dienstleister. Daneben sollte geprüft werden, auch bestehende Anlagen in die Direktvermarktung zu überführen, ggf. unter Zahlung eines Ausgleichs für einen möglichen wirtschaftlichen Nachteil gegenüber der bisherigen Festvergütung.

Die Prämie sollte als fix vorgegebener Zuschlag ausgestaltet werden, anders als im heutigen System der gleitenden Marktprämie. Denn Letzteres führt dazu, dass Anlagenbetreiber weitgehend vom Marktrisiko, aber auch von Marktchancen, abgeschirmt werden, die eine eigenständige Vermarktung bieten. Die Prämie sollte darüber hinaus zeitlich degressiv ausgestaltet werden, um einer zunehmenden Marktreife Rechnung zu tragen. Dabei muss die Degression anspruchsvoll genug sein und den technischen Fortschritt angemessen abbilden, um zu vermeiden, dass im Zeitablauf eine stärkere Überförderung entsteht. Daneben bietet sich im Grundsatz eine möglichst technologieneutrale Ausgestaltung an, um einen Wettbewerb zwischen verschiedenen Technologien erneuerbarer Energien zu ermöglichen. Allerdings

sollte eine Differenzierung der Prämie mit Blick auf die grundsätzliche Steuerbarkeit einzelner Technologien geprüft werden, um Anreize für solche Technologien zu setzen, die zur Wahrung der Versorgungssicherheit beitragen.

Um keine Erzeugung und Einspeisung von Strom zu Zeiten anzureizen, in denen keine ausreichende Nachfrage besteht, darf für eine Einspeisung zu Zeiten negativer Marktpreise keine Prämienzahlung erfolgen. Der entsprechende Ansatz im EEG 2014, der für ab 2016 in Betrieb gehende Anlagen den Verlust der Prämienzahlung vorsieht, wenn sich in sechs aufeinanderfolgenden Stunden negative Preise einstellen, greift noch deutlich zu kurz und sollte auch auf Bestandsanlagen ausgedehnt werden.

Zur Integration in das Stromversorgungssystem müssen Anlagenbetreiber die Auswirkung ihrer Stromerzeugung auf das Netz in ihre Entscheidungen einfließen lassen. Um dies zu gewährleisten, sollte die Prämie regional, in Abhängigkeit vom Netzausbauzustand bzw. von der Lastnähe der Erzeugung, differenziert werden. Außerdem darf bei einer Abregelung von Anlagen zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien aufgrund von Netzengpässen im Rahmen des Engpassmanagements keine Prämie bzw. keine Entschädigung mehr gezahlt werden.

- b. In Zukunft ist die Weiterentwicklung dieses Fördersystems zu einer Mengensteuerung durch Ausschreibung angedacht. Wie sollten diese Ausschreibungen aus Ihrer Sicht institutionell ausgestaltet sein? (Ausschreibungsparameter, technologieneutral/technologiespezifische Aufteilung, Turnus, Beschränkungen)

VIK begrüßt die im novellierten EEG vorgesehene Einführung von Ausschreibungsverfahren für die zukünftige Förderung Erneuerbarer Energien. Dadurch wird die Förderung auf eine stärker wettbewerbliche Basis gestellt und die Integration von Strom aus Erneuerbaren Energien in das Stromversorgungssystem verstärkt. Bei der konkreten Ausgestaltung sollte dabei das Hauptaugenmerk darauf liegen, dass durch die Ausschreibungsregeln ein funktionierender Wettbewerb der Bieter untereinander gefördert wird und damit die Effizienz maximiert und die Förderkosten auf das notwendige Mindestmaß reduziert werden. Aufgrund der Unsicherheiten, die mit der erstmaligen Nutzung solcher Verfahren verbunden sind, sollten der Umfang der ausgeschriebenen Kapazitäten sowie die Gebotsobergrenze so festgelegt werden, dass es auch bei einer sich einstellenden geringen Wettbewerbsintensität nicht zu Überförderungen und Kostensteigerungen kommt.

Damit Ausschreibungen zu einem effizienten Ergebnis führen, d.h. die ausgeschriebene Menge zu den geringstmöglichen Kosten beschafft werden kann, muss im Verhältnis zur ausgeschriebenen Menge ein ausreichendes Angebot vorhanden sein. Das bedeutet, dass mehr Kapazität angeboten werden muss als beschafft werden soll, damit es zu einem echten Wettbewerb zwischen den Bietern kommt. Die Teilnahnehürden und Präqualifikationsanforderungen sollten so ausgestaltet sein, dass eine möglichst große Anbieterzahl an den Ausschreibungen teilnehmen kann. Aufgrund der bisher in Deutschland nicht vorliegenden Erfahrungen mit Ausschreibungen zur Förderung von EE-Strom ist unklar, ob genügend Anbieter teilnehmen werden. Vor diesem Hintergrund sollte die ausgeschriebene jährliche Kapazität zunächst eher niedrig angesetzt werden. Ansonsten besteht die Gefahr, dass nur eine geringere Kapazität angeboten wird, was gerade keinen Wettbewerb zwischen

den Bietern herbeiführen und damit zu hohen geforderten Fördersätzen führen würde. Das würde aber den Zweck des Ausschreibungsverfahrens, das ja gerade Wettbewerb herbeiführen soll, um die Förderkosten auf ein effizientes Maß zu senken, konterkarieren. Von daher sollte die ausgeschriebene Kapazität zunächst auf eher geringe Werte beschränkt bleiben. Im Licht der damit gewonnenen Erfahrungen könnte dann ggf. zu einem späteren Zeitpunkt die ausgeschriebene Kapazität erhöht werden, wenn die zu erwartende Wettbewerbsintensität das zulässt.

Da die tatsächlich resultierende Wettbewerbsintensität fraglich ist, besteht die Gefahr von überhöhten Preisforderungen. Damit besteht die Gefahr von Kostensteigerungen. Von daher sollte zumindest in der Einführungsphase ein Höchstpreis vorgesehen werden. Da die Bieter sich in einer schwachen Wettbewerbssituation an diesem Höchstpreis orientieren werden, sollte dieser Höchstpreis jedenfalls nicht oberhalb des derzeit im EEG vorgesehenen anlegbaren Wertes festgelegt werden, um ineffiziente Kosten zu vermeiden. Preise oberhalb des anlegbaren Wertes würden den Sinn des Ausschreibungsverfahrens entwerten.

Die Verwendung eines Pay-as-bid-Mechanismus erscheint aufgrund seiner einfachen Handhabbarkeit sinnvoll. Zudem können damit Überrenditen vermieden werden.

Mittelfristig erscheint eine weitgehend technologie neutrale Ausgestaltung des Ausschreibungsverfahrens erstrebenswert, um einen echten Wettbewerb zwischen den einzelnen EE-Technologien herbeizuführen.

V. Regulierung

- a. Welche Kernerkenntnisse hat aus Ihrer Sicht die Evaluation der Anreizregulierung durch die Bundesnetzagentur gebracht?

Aus Sicht des VIK ist zu begrüßen, dass die BNetzA mit Blick auf die Versorgungssicherheit empfiehlt, endlich eine Datengrundlage auch im Bereich kurzer Versorgungsunterbrechungen mit einer Dauer von unter 3 Minuten zu schaffen. Dies erscheint längst überfällig. Wie verschiedene Erhebungen bei VIK-Mitgliedsunternehmen gezeigt haben, machen in der Gruppe industrieller Netznutzer solche kürzeren Unterbrechungen den Löwenanteil der Störungen aus.³⁾ Dennoch sind sie in den bisherigen Statistiken nicht enthalten und werden auch im Bereich der Qualitätsregulierung durch die BNetzA nicht berücksichtigt.

- b. Wie bewerten Sie die Komplexität der Anreizregulierung sowie der Regulierung und Berichtspflichten insgesamt und wo sehen Sie Vereinfachungspotenziale?

-/-

³⁾ Vgl. z.B. Bier, Die Qualität der Stromversorgung für Industriekunden – die Entwicklung in den Jahren 2009 bis 2011, in: VIK-Mitteilungen 3/2012, S: 33-37.

- c. Wie sollte aus Ihrer Sicht mit dem Problem eines besonderen Investitionsbedarfs während der Anreizregulierungsperiode umgegangen werden (Investitionsmaßnahmen/Erweiterungsfaktor)? Sind hier Veränderungen nötig und wenn ja, welches Modell favorisieren Sie?

-/-

- d. Wie beurteilen Sie die Transparenz von Genehmigungs- und Einigungsprozessen in der Entgeltregulierung? Sollten mehr (oder weniger) Daten/Informationen veröffentlicht werden? Welche sind dies konkret?

-/-

- e. Wie beurteilen Sie die hohe Zahl von Verteilnetzbetreibern in Deutschland? Besitzen die Verteilnetzbetreiber ausreichend Anreize um (ggf. durch Fusionen) eine effiziente Betriebsgröße zu erreichen?

-/-