

Stellungnahme

Anhörung der Monopolkommission

zur Vorbereitung eines Sondergutachtens
gemäß § 62 EnWG – Elektrizität und Gas

Berlin, 30. November 2012

Vorbemerkung

Der BDEW hat jüngst einen umfassenden Bericht zum Wettbewerb im deutschen Strom- und Gasmarkt vorgelegt und diesen in eine europäische Perspektive gestellt¹.

In der Gesamtschau zeigt sich, was alles inzwischen erreicht wurde. Es wird ferner deutlich, dass die Branche hierzu – besonders in den letzten Jahren – viel geleistet hat. Gerade der Gasmarkt – zu Beginn der Initiative Wettbewerb 2012 noch in einer schwierigen Ausgangsposition – hat sich sehr gut entwickelt. Auch im europäischen Vergleich zeigt sich – teils explizit ausgewiesen, teils implizit ableitbar – dass Deutschland gegenüber anderen EU-Mitgliedstaaten nicht nur Boden gut gemacht hat, sondern an der einen oder anderen Stelle durchaus als Referenzmarkt angesehen werden darf.

Es geht jedoch längst nicht nur um die Frage, wie sich der Wettbewerb in Deutschland entwickelt hat und wo der deutsche Strom- und Gasmarkt im europäischen Konzert steht. Ungeachtet der Zielsetzung der Europäischen Union, den Energiebinnenmarkt bis 2014 zu vervollkommen, ist in Deutschland, in Verbindung mit den Beschlüssen zur Energiewende, derzeit eine gegenläufige Tendenz zu beobachten. Ähnliches gilt für viele Mitgliedstaaten, z.B. für Großbritannien, wo die Energiemarktreform im Begriff steht, den Wettbewerb drastisch zurückzuschrauben. Vermehrt sind staatliche Eingriffe und eine Nationalisierung der Energiepolitik zu erkennen, die weitgehend unabgestimmt mit den europäischen Nachbarländern beschlossen werden.

Um den Erfolg der Liberalisierung und des Binnenmarktes nicht zu gefährden und auch weiterhin von den positiven Auswirkungen zu profitieren, muss an dieser Stelle eine bessere Koordinierung mit den europäischen Partnern angemahnt werden, damit es nicht zu einer Entkopplung der Märkte kommt.

Jetzt wird es sehr darauf ankommen, dass die EU-Kommission mit dem gehörigen Nachdruck dafür sorgt, dass Binnenmarkt und Wettbewerb nicht durch eine Vielzahl gegenwärtig zu beobachtender Entwicklungen von innen ausgehöhlt werden. Alle deutschen Stakeholder sollten daher im Rahmen ihrer jeweiligen Möglichkeiten auf die EU-Kommission einwirken, damit diese noch entschiedener der Tendenz zur Aufweichung des Binnenmarktes entgegentritt.

Ähnliches gilt für die Energiewende. Auch wenn das „Wie“ des Umbaus der Energiewirtschaft häufig noch nicht klar ist, ist die Entscheidung über das „Ob“ gefallen. Wichtig wird es sein, Lösungen zu finden, die wettbewerbsfähig und effizient sind. Der Monopolkommission kommt hier eine wichtige Kontrollfunktion zu.

¹ BDEW, Wettbewerb 2012 – Wo steht der deutsche Energiemarkt?, Berlin, 2012

I. Energieerzeugung / Großhandel

- *Wie weit ist der Europäische Binnenmarkt für Strom und Gas fortgeschritten? Wie schätzen Sie die Effizienz der Market-Coupling-Zonen (Strommärkte) in Europa ein? Wie hat sich die Liquidität der europäischen Gasmärkte aus Ihrer Sicht entwickelt?*

Grundsätzlich ist festzustellen, dass sowohl die Strom- als auch die Gasmärkte grenzüberschreitend verzahnt sind. Im Detail ist das Bild differenziert. Zu unterscheiden ist nicht nur zwischen dem Strom- und dem Gasmarkt sondern auch zwischen den Wertschöpfungsstufen. Außerdem ist die Integration einiger Regionen, insbesondere im Strommarkt, der europaweiten Integration weit voraus geeilt. Die Prognose für die absehbare Entwicklung fällt teils positiv (Fertigstellung der Netzkodizes), teils jedoch auch aufgrund der deutlichen Zunahme marktfeindlicher und nationaler Entwicklungen im politischen Raum negativ aus.

Strom:

Die Integration des **Großhandelsmarktes** hat sich auf regionaler Ebene dank der Kopplung der Märkte von Benelux, Frankreich, Deutschland und Österreich in der zentralwesteuropäischen Region (CWE) im Day Ahead Markt und der Anbindung an den skandinavischen Markt sprunghaft verbessert. Hierdurch sind erhebliche Wohlfahrtsgewinne eingetreten.² Die deutschen Akteure, ÜNB, EEX/EPEXSpot, BNetzA, BMWi und nicht zuletzt auch die vom BDEW repräsentierten Marktparteien, haben hierzu entscheidende Beiträge geleistet. Der so entstandene Markt könnte jetzt als Keimzelle dienen, um die angrenzenden Mitgliedsstaaten nach und nach zu integrieren.

Seit dem 9. November 2010 ist mit der Kopplung der Strommärkte Nordwesteuropas (Deutschland, Frankreich, Benelux und Skandinavien) ein Meilenstein zur Integration der Strommärkte in der Europäischen Union erreicht worden. Seitdem sind die nationalen Stromspotmärkte von neun Ländern auf Großhandelsebene miteinander gekoppelt. Die damit erwarteten positiven Auswirkungen auf die Marktergebnisse durch optimale Nutzung der Grenzübergangskapazitäten haben sich erfüllt. So lässt sich mittlerweile in über der Hälfte der Stunden Preisgleichheit in Deutschland, Frankreich und Benelux beobachten. Davor war dies in weniger als einem Prozent der Stunden eines Jahres der Fall. Daher sind die Effizienzgewinne eindeutig belegbar.

Auch in anderen europäischen Regionen werden die Märkte gekoppelt. So wurde vor kurzem die Marktkopplung der drei Länder Tschechien, Slowakei und Ungarn gestartet. Die Effizienz hängt insbesondere von der zur Verfügung stehenden Interkonnektoren-Kapazität zwischen den gekoppelten Preiszonen und der jeweiligen Liquidität des dortigen Day-Ahead Marktes der teilnehmenden Börsen ab. Daher sind unterschiedliche Preiskonvergenzen beobachtbar.

Eine Herausforderung stellt die aktuell geplante Einführung des lastflussbasierten Verfahrens für die Berechnung von Kuppelkapazitäten an den Grenzen in die CWE-Region dar. Hierdurch sollen die vorhandenen Interkonnektoren-Kapazitäten unter der Berücksichtigung aktu-

² Vgl. Nicolosi, Marco, Notwendigkeit von Kapazitätsmechanismen, 2012, Berlin, S. 14 ff und S. 25 ff.

eller Kraftwerkseinspeisung dem grenzüberschreitenden Energiehandel zur Verfügung gestellt werden. Modelltheoretisch kann so unter Beibehaltung der Systemsicherheit die Grenzkuppelkapazität optimiert werden. Jedoch ist das Verfahren unerprobt und geht mit deutlich erhöhtem Melde- und Transparenzaufwand einher. Die bislang vorgestellten Umsetzungspläne berücksichtigen diesen Aufwand kaum. Es besteht unter den Marktnutzern aktuell große Unsicherheit, wie sich die Volatilität und Preisentwicklung unter der lastflussbasierten Methode entwickeln werden. Daher ist die Einführung der lastflussbasierten Methode hinsichtlich der Auswirkungen auf den Markt genau zu prüfen und möglichst transparent auszugestalten. Ebenfalls geplant ist es, das aktuelle Marktkopplungsverfahren in der zentralwesteuropäischen Region und Skandinavien auf die sogenannte Preiskopplung umzustellen. Diese ist dem derzeit genutzten mengenbasierten Verfahren überlegen, da in die Berechnung der Marktkopplung auch Marktdaten mit einbezogen werden, während in der mengenbasierten Methode die Flüsse und dann erst in einem zweiten Schritt die Preise ermittelt werden. Die Preiskopplung wird heute bereits in der Marktkopplung in der zentralwesteuropäischen Region angewandt.

Beim Intradayhandel gibt es vielversprechende Entwicklungen an einigen Grenzen. Aus deutscher Sicht hervorzuheben ist der grenzüberschreitende Intraday-Markt zwischen den Preiszonen DE-AT und FR. Die Einführung einer europaweiten Plattform für den Handel im Intraday scheiterte aber immer wieder an der Uneinigkeit der Projektparteien. Bis Ende 2012 holen die europäischen Energiebörsen nun Angebote für eine technische Umsetzung ein. Die Einführung soll dann im Jahr 2013 starten.

Ob es – dem Zielmodell der EU-Kommission entsprechend – bereits bis Ende 2014 zu einem einheitlichen europäischen Großhandelsmarkt der Spotmärkte, also Day Ahead und Intraday kommen wird, bleibt abzuwarten. Aus Sicht des BDEW bleibt das Ziel ambitioniert, aber in Reichweite.

Ein ähnlich positives Bild ergibt sich im Terminmarkt³. Dort haben die deutschen ÜNB ebenfalls eine bedeutende Rolle bei der Errichtung der Kapazitätsplattform gespielt. Auch hier ist der geographische Wirkungsbereich über Zentralwesteuropa hinausgewachsen.

Ansätze für einen europäischen Regelenergiemarkt sind mit dem Netzregelverbund erkennbar. Ihm gehören außer den vier deutschen ÜNB inzwischen auch die Übertragungsnetzbetreiber aus Tschechien (CEPS), Dänemark (Energienet.DK), Schweiz (Swissgrid) und den Niederlanden (Tennet BV) an.

Bislang heißt dies jedoch auch, dass sich die nationalen Märkte in Zentralosteuropa, Südosteuropa, Italien und der iberischen Halbinsel weitgehend einer regionalen oder überregionalen Integration entzogen haben.

Die Integration des **Erzeugungsmarktes** geht mit dem Großhandelsmarkt Hand in Hand. Die Signale für Kraftwerkseinsatz, Kraftwerksbau und Kraftwerksstillegungen kommen nicht mehr

³ <http://www.casc.eu/en>

allein aus den nationalen Märkten. Hier zeigt es sich, dass insbesondere der liquide deutsche Markt noch die wichtigsten Preissignale sendet.

Die oben angesprochenen Defizite der nationalen Märkte in Zentralosteuropa, Südosteuropa, Italien und der iberischen Halbinsel gelten analog für die Wertschöpfungsstufe Erzeugung. In solchen rein national ausgerichteten Erzeugungsmärkten kommen häufig erschwerend hohe oder sehr hohe Marktkonzentrationen hinzu. Unabhängig von der Region ist im Erzeugungsmarkt in besonderem Maße die Gefahr einer erneuten Segmentierung durch die Einführung nationaler Kapazitätsmärkte sichtbar. So wird sich beispielsweise die geplante Errichtung eines nationalen Kapazitätsmarktes in Frankreich erheblich auf die Erzeugungsmärkte der Nachbarstaaten auswirken.

Großhandels- und Erzeugungsmärkte werden inzwischen nachhaltig durch die **Einspeisung aus Erneuerbaren Energien** beeinflusst. Diese Effekte werden sich durch den weiteren Ausbau der Erneuerbaren im Rahmen nationaler und europäischer Ausbauziele weiter verstärken. Auch wenn der Ausbau erfolgreich im Sinne der gesetzten Ziele ist, entzieht sich dadurch – bei vorausgesetzter vorrangiger Einspeisung der Erneuerbaren Energien – ein stetig wachsender Teil der Erzeugung den Marktmechanismen und speist unabhängig von der Nachfrage ein. Der verbleibende Restmarkt wird sich im gleichen Umfang zurück entwickeln.

Interkonnektoren werden zunehmend durch geplante und ungeplante Einspeisung aus Erneuerbaren Energien beaufschlagt. Der Grad der Marktintegration im zentraleuropäischen Energiemarkt ist dementsprechend seit Einführung der Marktkopplung nicht gewachsen, sondern zurückgegangen. Nur ein Umbau des Marktdesigns, welches zu einer vollständigen Marktintegration der Erneuerbaren führen würde und EU-kompatibel ausgelegt wäre, könnte hier Abhilfe schaffen.

Der Prozess des Zusammenwachsens der nationalen **Endkundenmärkte** steht noch ganz am Anfang. Vor allem regulierte Endkundenpreise stellen die Marktintegration vor unüberwindbare Hürden. Selbst wenn der regulierte Marktpreis über dem Börsenpreis liegt, besteht für Kunden kaum ein Anlass den Anbieter zu wechseln. Solche nationalen Endkundenmärkte sind damit Newcomern faktisch weitgehend verschlossen. Ansätze und Bausteine für ein perspektivisches Zusammenwachsen der Endkundenmärkte hat EURELECTRIC aufgezeigt.⁴

Gas:

Die oben getroffenen Feststellungen zu den nationalen **Endkundenmärkten** gelten entsprechend.

Der deutsche **Gasspeichermarkt** ist bekanntlich wettbewerblich organisiert. Soweit ersichtlich gibt es bislang keine Entwicklung, die zu einem Zusammenwachsen nationaler Gasspeichermärkte führt. Es erscheint an der Zeit, regulierte Speichermärkte anderer Mitgliedstaaten sukzessive in den Wettbewerb zu überführen.

⁴ EURELECTRIC, Customer-Centric Retail Markets: A Future-Proof Market Design, Brüssel, 2012

Die **Erdgasförderung** befindet sich in einem umfassenden Gas-zu-Gas Wettbewerb.

Die nationalen **Großhandelsmärkte** zeigen zunehmend die Tendenz zu konvergieren. Die Mitteilung der EU-Kommission „Ein Binnenmarkt für Europa“ veranschaulicht diese Entwicklung. Hierzu werden künftig auch die in Vorbereitung befindlichen Netzkodizes und auch die Kooperation von EEX und EPEXSpot beitragen. Regionale Märkte haben sich bislang nicht herausgebildet.

Das Gas Target Model soll durch technische Infrastrukturen ermöglicht werden, die den Marktteilnehmern den Handel und den Transport von Gas in Marktgebieten erlaubt, in denen dieser Energieträger benötigt wird und marktgerechte Preise gezahlt werden. Die europäischen Handelspunkte übernehmen in dieser Marktarchitektur eine zentrale Funktion.

In Deutschland entwickelt sich die Liquidität vor allem am virtuellen Handelsplatz im Netzgebiet NetConnect Germany (NCG) positiv. Es ist anzumerken, dass sich der deutsche Gasmarkt strukturell von den anderen Märkten in Europa unterscheidet, die in der Regel einen dominanten etablierten Marktteilnehmer und einen Ferngasnetzbetreiber kennen, der meist auch die Verteilernetze betreibt.

Die Entwicklung des Markts in Deutschland musste somit einige große Hürden überschreiten. Mittlerweile sind die beiden deutschen Marktgebiete NCG und Gaspool die Handelspunkte mit dem größten Wachstum in Europa. Von 2006 bis 2010 hat sich das Handelsvolumen in DE mehr als verhundertfacht (2006: 16,1 TWh 2010: 1704,3 TWh).

Hinzuzufügen ist, dass der nordwesteuropäische Gashandel nicht national beschränkt ist und deutsche Marktteilnehmer insbesondere beim Handel am niederländischen TTF sehr aktiv sind.

- *Wie groß sind die Engpässe an den Interkonnektoren der europäischen Strommärkte, insbesondere an den deutschen Außengrenzen? Wie schreitet der Ausbau voran?*

Zunächst einmal: Die Diskussion hat sich in der Vergangenheit übermäßig auf den Ausbau von Interkonnektoren konzentriert. Gerade die Ergebnisse der Marktkopplung in Zentralwesteuropa zeigen, dass eine Marktkopplung zu einer optimalen Ausnutzung der Interkonnektoren führt. Die Preiskonvergenz nahm sprunghaft zu. In 59 Prozent der Zeitintervalle bestand Preisgleichheit zwischen den verschiedenen Preiszonen.

Nach allgemeiner Auffassung existieren an allen deutschen Außengrenzen mit Ausnahme der Grenze zu Österreich Engpässe an den Interkonnektoren. Aktuell beläuft sich die Gesamtkapazität der grenzüberschreitenden Interkonnektoren auf etwa 27 GW für Importe und Exporte. Das regelmäßige Auftreten von Preisunterschieden auf den Großhandelsmärkten zwischen zwei Nachbarländern ist ein sicheres Signal für das Existieren von Engpässen und ein Signal für den Bedarf des Netzausbaus.

Die Kapazität der Interkonnektoren zwischen Deutschland und Dänemark wurde vor wenigen Jahren ausgeweitet. Im Zuge der Marktkopplung mit dem skandinavischen Markt und den hiermit verbundenen Effizienzgewinnen sind diese Interkonnektoren häufig nicht mehr ausge-

lastet. Dies liegt vermutlich auch daran, dass mit dem NorNed-Kabel zwischen Norwegen und den Niederlanden eine weitere Austauschmöglichkeit geschaffen wurde, die ebenfalls in die Marktkopplung einbezogen wird.

Das Vorhaben einer Ausweitung des Netzquerschnitts zwischen Deutschland und den Niederlanden schreitet voran. Maßnahmen zur Ausweitung der Netzkapazität zwischen Deutschland und Österreich sind in der Planung.

Der Ausbau des Übertragungsnetzes und im Besonderen der Interkonnektoren ist ein zentrales Element für die Integration der Europäischen Strommärkte. Die in Netzausbauplänen, wie dem „Ten Year Network Development Plan 2012“ von ENTSO-E vorgestellten Projekte erscheinen ambitioniert, gehen aber grundsätzlich in die richtige Richtung.

Allerdings gibt es auch negative Entwicklungen, die aus der zunehmenden Einspeisung Erneuerbarer resultieren. Hier sind zum einen Ringflüsse, die von Deutschland ausgehen und insbesondere Deutschlands östliche Nachbarn belasten, zu nennen. Zum anderen kann die Marktkopplung des zentral-westeuropäischen Raums bei hoher Einspeisung Erneuerbarer ab einem bestimmten Niveau nicht mehr abfedern. Entsprechende Zusammenhänge zeigt eine Studie von ECOFYS im Auftrag des BDEW für die deutsch-niederländische Grenze auf.⁵

➤ *Wie entwickelt sich die Konzentration auf den Stromerzeugungsmärkten?*

Schon in den vergangenen Jahren war in der konventionellen Stromerzeugung ein Rückgang der Marktkonzentration in Deutschland infolge des Markteintritts neuer Marktteilnehmer beobachtbar. Durch die dauerhafte Abschaltung von sieben Kernkraftwerken im April 2011, die von den vier größten Stromerzeugern in Deutschland betrieben wurden, hat sich die Anzahl der Akteure in der Stromerzeugung weiter erhöht.

Für die Beurteilung der Marktkonzentration ist die Marktabgrenzung, sowohl produktspezifisch als auch räumlich, ein wichtiges Kriterium.

Für die konventionelle Stromerzeugung in Deutschland wird der beschlossene Kernenergieausstieg, wonach bis 2022 weitere 12 GW Erzeugungsleistung nach und nach abgeschaltet werden, die Marktkonzentration weiter vermindern.

Für den Spotmarkt als bedeutenden Teil des Stromerzeugungsmarktes ist der Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland entscheidend. Die vorrangige Einspeisung der EEG-Anlagen sowie das Vermarktungsgebot der EEG-Mengen am Spotmarkt sorgen für zunehmende Mengen im Spotmarkt, die nicht aus konventionellen Erzeugungsanlagen stammen. Damit herrscht schon heute im Spotmarkt eine nur geringe Marktkonzentration, die bei weiterem Ausbau der Erneuerbaren Energien weiter abnimmt. Die neu geschaffene Form der Direktvermarktung der EEG-Mengen im Rahmen des Marktprämienmodells ändert daran nicht viel, da die handelnden Marktakteure aufgrund der überwiegenden Dargebietsabhängigkeit des Erzeugungsportfolios meist am Spotmarkt handeln.

⁵ Vgl. Nicolosi, Marco, Notwendigkeit von Kapazitätsmechanismen, Berlin, 2012, S.26 f.

Die räumliche Marktabgrenzung ist derzeit von noch größerer Bedeutung bei der Beurteilung der Marktkonzentration. Durch das CWE-Marketcoupling im Herbst 2010 ist der Stromhandel zwischen den Ländern Frankreich, Benelux-Staaten, Deutschland und Österreich stark vereinfacht worden. Die starke Preisangleichung zwischen den einzelnen Teilmärkten seither kann statistisch gut belegt werden, sodass in einer Vielzahl von Stunden eines Jahres von einem sich über sechs mitteleuropäische Staaten erstreckendem Stromerzeugungsmarkt ausgegangen werden kann. Allein dieser Umstand senkt die Marktkonzentration sowie das Gewicht einzelner Stromerzeuger sehr deutlich. Die weitere Integration der europäischen Strommärkte wird hier für weiteren Wettbewerb sorgen.

Anbei Angaben für die Jahre 2010 und 2011:

Bezogen auf die installierte Leistung 2011 (167,8 GW)⁶

RWE inkl. langfr. Bezugsverträge: 18,5 Prozent (-2,0 pp gegenüber 2010)
E.ON: 12,3 Prozent (-1,6 pp gegenüber 2010)
Vattenfall Europe: 8,3 Prozent (-1,5 pp gegenüber 2010)
EnBW: 7,8 Prozent (-1,2 pp gegenüber 2010)
andere EVU: 11,9 Prozent (+1,8 pp gegenüber 2010)
andere Betreiber (EEG-Anlagen): 35 Prozent (+5,0 pp gegenüber 2010)
Industrie: 6 Prozent (-1,0 pp gegenüber 2010)

Bezogen auf die Stromerzeugung 2011 (579,3 TWh)⁷

RWE: 27 Prozent (-2 pp gegenüber 2010)
E.ON: 15 Prozent (-4 pp gegenüber 2010)
Vattenfall Europe: 11 Prozent (-1 pp gegenüber 2010)
EnBW: 10 Prozent (-1 pp gegenüber 2010)
andere EVU: 10 Prozent (-1 pp gegenüber 2010)
andere Betreiber (im Wesentlichen von Dritten betriebene EEG-Anlagen): 18 Prozent (+7 pp gegenüber 2010)
Industrie: 9 Prozent (+1 pp gegenüber 2010)

- *Wie würden Sie eine (vorübergehende) Aufteilung des deutschen Stromgroßhandelsmarktes in mehrere Preiszonen beurteilen? Wäre aus Ihrer Sicht die Liquidität zweiter Preiszonen (z.B. Nord und Süd) zu gering, um dort jeweils effiziente Wettbewerbsbedingungen zu ermöglichen?*

Die einheitliche Preiszone in Deutschland und Österreich ist eine große Errungenschaft für den Endverbraucher. Zwischen Deutschland und Österreich besteht nach allgemeiner Auffassung kein Engpass. In dieser Preiszone werden im Terminmarkt und Spotmarkt (Day Ahead und Intraday) einheitliche Produkte gehandelt.

⁶ BDEW, Berlin, 2012

⁷ H.-W. Schiffer, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Essen, Nr. 15/16, 2012

Durch die große Ausdehnung und den klaren Wettbewerb ist der Markt für die Unternehmen sehr attraktiv. Seit der Liberalisierung hat sich die Liquidität kontinuierlich auf das heute höchste Niveau in Europa erhöht. Somit gilt für das Marktgebiet mit dem höchsten Stromverbrauch in Europa ein einheitlicher Börsenpreis.

Der aktuell vorliegende Entwurf des Network Codes zur Kapazitätsallokation und zum Engpassmanagement für Strom beinhaltet auch Vorgaben zur Festlegung von Preiszonen. Von einzelnen Vertretern der Europäischen Kommission (GD ENER) und einigen Energieregulatoren wird gelegentlich die Aufteilung der deutsch-österreichischen Preiszone thematisiert.

Es ist klar festzustellen, dass derzeit kein physikalisch begründeter Anlass für eine derartige Aufteilung besteht, da der Ausbau der Erneuerbaren Energien bisher nicht zu dauerhaften strukturellen Engpässen geführt hat.

Die Einführung von Preiszonen wird die bestehenden Standorte von Erzeugung und Verbrauch kurz- und mittelfristig nicht verändern. Zubau aus Erneuerbaren Energien genießt einen preis- und ortsunabhängigen Einspeisevorrang. Redispatchmaßnahmen werden auch bei einer Aufspaltung der Preiszone erforderlich bleiben. Eine Aufteilung des Marktgebietes senkt lediglich den Druck der Verpflichtung für ÜNB, das vorhandene Netz unter Anwendung effizienter Engpassmanagementverfahren zu betreiben.

Entsprechend werden auch Anreize zum bedarfs- und zeitgerechten Netzausbau reduziert. Dann ist eine Entwicklung mit einer immer weitergehenden Aufteilung von Preiszonen zu befürchten. Eine Aufteilung der Preiszone würde die erfolgreiche Integration der Strommärkte und das marktbasierende Design zurückentwickeln und zu einer Vielzahl von verschiedenen Großhandelspreisen für die Ware Strom führen.

Die volkswirtschaftlichen Vorteile einer liquiden, einheitlichen Preiszone sprechen klar für deren Erhalt. Der Weg in die Zukunft ist nicht Zersplitterung, sondern Integration von Preiszonen. Eine Aufteilung der Preiszone hätte auf die Wertschöpfungsstufen der Energiewirtschaft und auf die Endverbraucher wie beschrieben negative Auswirkungen.

Auswirkungen einer Aufteilung der Preiszone auf die Stromerzeugung

Die Aufteilung der Preiszone führt zu sehr unterschiedlichen Zusammensetzungen der Kraftwerksparks und demzufolge zu Ungleichgewichten zwischen Angebot und Nachfrage in den entstehenden Teilmärkten. Bei Zonen mit hoher Windstromeinspeisung, könnten Konsumenten von dem hohen Angebot und den dann sich ergebenden niedrigen Marktpreisen profitieren. In den anderen Zonen müssten Verbraucher dem Angebot entsprechend höhere Strompreise zahlen. Die Effekte des Ausbaus der Erneuerbaren Energien, welcher mit einem national einheitlichen System finanziert wird, würden somit regional sehr unterschiedlich sein.

Die Aufteilung von Preiszonen führt in beiden Gebieten jeweils zu Gewinnern und Verlierern. Da auch heutige Gewinner durch weitere Veränderungen in der Zukunft potentiell zu Verlierern werden können, wird dieses Risiko in den Investitionsentscheidungen berücksichtigt werden. Erschwerend ist, dass Investitionsentscheidungen in der Energieversorgung langfristiger Art sind.

Das national ausgestaltete Fördersystem müsste im Zusammenhang mit der Einführung von Preiszonen überprüft und angepasst werden. Die finanzielle Wälzung der Ausgleichsmechanismusverordnung (AusglMechV) basiert heute auf einer zentralen Vermarktung der Erneuerbare-Energien-Gesetz-(EEG-)Mengen am Spotmarkt der EPEXSpot/EEEX. Eine Aufteilung des Spotmarkts in verschiedene Märkte (Zonen) erfordert dann eine Entscheidung, in welchem Markt diese Mengen auktioniert würden. Wenn man der Redispatchingbegründung folgt, kann der Strom nur in dem Teilmarkt vermarktet werden, in dem er tatsächlich erzeugt wird. Dies würde zwangsläufig zu Preisspreizungen führen.

Maßnahmen und Regelungen, die eine marktbasiertere Vermarktung und damit die Marktintegration der Erneuerbaren Energien bewirken, würden gerade in Gebieten mit hohem Aufkommen an EEG-geförderter Erzeugung an Attraktivität verlieren, weil die dadurch erzielbaren Erlöse sinken. Des Weiteren ist mit einem zusätzlichen Aufwand bei der Umsetzung der Vorrangregelungen nach Kraftwerks-Netzanschlussverordnung (KraftNAV) und EEG zu rechnen, bei gleichzeitiger Reduzierung des Zugangs zum Gesamtmarkt.

Auswirkungen einer Aufteilung der Preiszone auf den Großhandelsmarkt

Eine Aufteilung der Preiszone DE/AT wird ebenfalls zu einem Rückgang der Liquidität in den neuen kleineren Zonen führen. Besonders davon betroffen sind die Terminmärkte. Marktbasiertere und effiziente Strombeschaffung bzw. -absatz werden durch weniger liquide Teilmärkte erschwert. Dadurch erhöht sich die Belastung der Stromvertriebs- bzw. Erzeugungsgesellschaften (höhere Risikoprämien in den Terminprodukten). Gleichzeitig geht mit sinkender Liquidität eine steigende Volatilität der Preise einher.

Der Großhandelsmarkt fungiert für Vertriebsunternehmen als „Beschaffungsmarkt“ und für Erzeugungsunternehmen als „Absatzmarkt“. Es ist davon auszugehen, dass bei einer Aufteilung auf Teilmärkte viele Teilnehmer nicht mehr deutschlandweit tätig sein werden, sondern sich auf Tätigkeiten in attraktiven Regionen/Zonen beschränken werden.

Entsprechende Beispiele zeigt der skandinavische Markt. Notwendig ist u.a. eine kritische Größe, um die operativen und administrativen Aufwendungen (z.B. Bilanzkreismanagement) effizient erbringen zu können. Wird diese unterschritten, besteht die Gefahr, dass die Liquidität weiter sinkt.

Darüber hinaus ist eine komplexe Umstellung der Handelsinfrastruktur erforderlich. Kritisch ist dabei als Konsequenz die Notwendigkeit der Änderung von existierenden Geschäften und laufenden Verträgen. Alle geschlossenen Stromlieferverträge, die einen einheitlichen deutsch-österreichischen Strommarkt voraussetzen, würden in ihren ökonomischen Bedingungen verändert und wären anzupassen; insbesondere würde sich der Erfüllungsort ändern, was zu erheblichen ökonomischen Risiken führen kann.

Auswirkungen einer Aufteilung der Preiszone auf den Energiebörsenplatz Deutschland

Heute wird an der Börse EPEXSpot täglich der Strompreis zwischen Angebot und Nachfrage gebildet und der Strompreisindex Phelix (Physical Electricity Index) für Grundlast (Phelix Base) und Spitzenlast (Phelix Peak) am Spotmarkt für das Marktgebiet Deutschland/Österreich veröffentlicht. Das Volumen in diesem Markt ist in den vergangenen Jahren stark gestiegen.

Im Zeitraum von Januar bis Oktober 2010 wurden 167,7 TWh in der Day-Ahead Auktion gehandelt. Dazu kommen die außerhalb der Börse im OTC gehandelten Mengen. Damit ist der Phelix neben seiner Referenzfunktion für den Terminmarkt der EEX zentraler Referenzpreis für Strom in Kontinentaleuropa und selbst ein wichtiger Faktor für die Schaffung eines liquiden Markts für Strom. Die Bedeutung als Referenzpreis zeigt auch ein Vergleich der europäischen Spotmarktpreise. Deutschland/Österreich als Leitmarkt bewegt sich dabei stabil im europäischen Mittelfeld.

Eine Aufteilung würde den Phelix nach skandinavischem Vorbild wahrscheinlich zu einem Systempreis reduzieren. Die tatsächlichen Preise der Teilzonen könnten deutlich abweichen. Die Leitfunktion des Phelix würde sich dadurch reduzieren.

Auswirkungen einer Aufteilung der Preiszone auf die Stromnetze

Der dringend erforderliche Ausbau der Netze wird durch eine Aufteilung der Zonen nicht ersetzt. Eine Aufteilung könnte vielmehr dazu führen, dass die Umsetzung von Netzausbauplänen erschwert wird, weil die Erforderlichkeit beim Verbraucher nicht mehr erkannt wird und die volkswirtschaftlich schädlichen Konsequenzen längerfristig in Kauf genommen werden müssen. Die Ursachen für physische Netzengpässe würden also nicht behoben, sondern akzeptiert und zementiert. Somit würde vielmehr eine Verlagerung eines Teils der Kosten für die netztechnische Grundlage für den Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch aus dem Verantwortungsbereich der Übertragungsnetzbetreiber heraus in den Strommarkt erfolgen, zum Nachteil aller anderen Wertschöpfungsstufen und der Kunden. Im Übrigen gelten für Übertragungsnetzbetreiber aufgrund deren Verpflichtung zur Vermarktung von EEG-Strom und zur marktorientierten Beschaffung von Netzverlusten die gleichen Nachteile, wie sie bereits zuvor beschrieben wurden. Bei einer Aufteilung von Regelzonen im Rahmen der Neudefinition der Zonen hat dies auch eine Umstellung von Bilanzierungs- und Ausgleichsprozessen zur Folge. Bestehende Austauschmöglichkeiten von Regelenergie zwischen Regelzonen werden beeinflusst und müssten neu strukturiert werden.

Auswirkungen einer Aufteilung der Preiszone auf die Verbraucher

Die Etablierung unterschiedlicher Referenzstrompreise (Großhandelspreise) in Deutschland und Österreich würde zu unterschiedlichen Beschaffungskonditionen führen. Dies hätte eine Erhöhung der durchschnittlichen regionalen Preisspreizungen für Endkunden zur Folge. Zudem würden gerade kleinere und mittlere Unternehmen, die überregional tätig sind und im Wettbewerb auf dem deutschen Strommarkt eine große Rolle spielen, benachteiligt. Denn die kleinen und mittleren Unternehmen verfügen oft nicht über die Kapazitäten, über verschiedenen Preiszonen hinweg Angebote zu generieren. Eine Schwächung des Wettbewerbs wäre die Folge. Für Industriekunden, insbesondere in den stromintensiven Branchen, würde es zu Wettbewerbsverzerrungen aufgrund der regional unterschiedlichen Bezugskosten führen.

Eine Teilung der bestehenden einheitlichen Preiszone führt zu unterschiedlichen Gewichtung von Angebot und Nachfrage. Beispielweise würde der Referenzstrompreis in einer neuen nördlichen Preiszone wahrscheinlich durch das dortige sehr hohe Angebot an Erneuerbaren Energien niedriger liegen als der sich bildende Referenzpreis einer neuen südlichen Preiszone. Damit könnten für die Stromlieferanten im Norden durch den hohen Anteil an Strom aus

Erneuerbaren Energien (Windkraft) am handelnden Börsenplatz bessere Beschaffungskonditionen und damit einhergehende bessere Preisgestaltungsmöglichkeiten entstehen. Im Süden könnte sich die Entwicklung entgegengesetzt entwickeln: Die Stromlieferanten im Süden hätten durch einen geringeren Anteil an Strom aus Erneuerbaren Energien am handelnden Börsenplatz in ihrer neuen Preiszone schlechtere Beschaffungskonditionen und damit einhergehende schlechtere Preisgestaltungsmöglichkeiten. Die Kunden im Süden würden bei Zahlung der gleichen EEG-Umlage aber in ungleich geringerem Maße als die Kunden im Norden von diesen Zahlungen profitieren.

Vorschläge, hohen regionalen Preisdifferenzen durch eine Regulierung der Endkundenpreise zu begegnen, sind abzulehnen, weil ein regionaler Ausgleich bzw. eine Angleichung von Endkundenpreisen zu einem hohen bürokratischen Aufwand führen. Vor allem aber widerspricht eine Endpreisregulierung der Idee der Liberalisierung des Energiemarktes und würde den starken Wettbewerb der Lieferanten in Deutschland behindern und ggf. beenden. Das ist nicht zum Wohle der Kunden, die von einem starken Wettbewerb profitieren.

Eine Bewertung der Entwicklung der Liquidität ist ex-ante nur qualitativ möglich. Aus den oben genannten Gründen ist zu erwarten, dass es zu einem Absinken der Liquidität kommen wird. Die Bewertung, ob unter den dann herrschenden Bedingungen die Liquidität ausreicht, um einen effizienten Wettbewerb zuzulassen, bedarf einer Vorab-Definition eines „effizienten Wettbewerbs“ und der Indikatoren, wie dieser zu messen ist.

Die Wettbewerbsintensität würde durch die Aufteilung der einheitlichen Preiszone gefährdet. Wenn die neuen Preiszonen von den Kartellbehörden als Einzelmärkte betrachtet würden, könnte dies auch erneute Eingriffe in die Erzeugung nach sich ziehen. Die zu erwartenden strukturellen Unterschiede zwischen den Teilmärkten werden die nationale Diskussion über die Verteilung der Folgekosten der nationalen und europäischen Energiepolitik verstärken. Vor diesem Hintergrund ist eine Aufteilung der Preiszone in zwei Marktgebiete klar abzulehnen.

Die gegenwärtige Entwicklung der Integration der europäischen Strommärkte ist ein großer Erfolg für die gesamte europäische Integration und sollte nicht durch eine Preiszonendiskussion aufs Spiel gesetzt werden.

➤ *Wie schätzen Sie die Entwicklung der weltweiten Gasmärkte ein?*

Im Jahr 2010 war Erdgas mit einem Anteil von gut 24 Prozent am globalen Primärenergieverbrauch (ohne Biomasse) hinter Erdöl und Kohle wieder drittichtigster Energieträger. In 2010 stieg die Erdgasförderung im Vergleich zu 2009 um fast 200 Mrd. m³ auf den bisher höchsten Wert von 3,2 Bio. m³.

Dank der Erdgasförderung aus unkonventionellen Lagerstätten sind die USA zusammen mit der Russischen Föderation die beiden größten Erdgasproduzenten der Welt. Beide Länder zusammen erbrachten knapp 38 Prozent der globalen Erdgasförderung in 2010. Aufgrund der Förderung unkonventioneller Quellen war es den USA möglich, die inländische Erdgasproduktion seit 2007 um 23 Prozent zu steigern, was sich auf die Gaspreise mindernd auswirkte.

Die weltweiten Erdgasressourcen liegen bei 531 Bio. m³ und somit deutlich über den Erdgasreserven in Höhe von 192 Bio. m³. Über die Hälfte der Reserven sind in den drei Ländern Iran, Katar und der Russischen Föderation konzentriert. Obwohl die Erdgasjahresförderung in 2010 bei 3,2 Bio. m³ lag, haben sich die Erdgasreserven – wenn auch nur unwesentlich – erhöht. Selbst bei absehbar steigendem Bedarf werden sie die weltweite Versorgung noch über viele Jahrzehnte hinweg gewährleisten.

Größte Erdgasverbraucher in 2010 waren die USA, die Russische Föderation, China und der Iran. Deutschland wies den fünftgrößten Erdgasverbrauch auf.

- *Sind Sie der Meinung, dass sich durch die wachsende Bedeutung von Flüssiggas die Abhängigkeit von großen Pipelinegaslieferanten bereits erheblich verringert hat?*

Der Anteil des Handels mit verflüssigtem Erdgas (LNG) nimmt weltweit deutlich zu. Eine Reihe neuer LNG-Verflüssigungsanlagen wurde in Betrieb genommen und belebten dadurch den LNG-Handel (+23 Prozent). Gemäß einer Prognose der IEA könnte der weltweite LNG-Anteil bis 2035 bis zu 50 Prozent des grenzüberschreitenden Gashandels ausmachen. Inwieweit diese Entwicklung eintritt, bleibt jedoch abzuwarten. In Deutschland spielt LNG derzeit eine untergeordnete Rolle. Angesichts eines übertersorgten nordwest-europäischen Gasmarktes und eines zunehmend besser ausgebauten transeuropäischen Gasnetzes ist die Abhängigkeit von großen Pipelinelieferanten in Deutschland bereits jetzt als gering zu bezeichnen. Insgesamt besteht ein intensiver Wettbewerb und Preisdruck auf den Gasmärkten. Dabei ist zu beachten, dass Pipelinegas durchaus konkurrenzfähig im Vergleich mit LNG ist.

- *Welche Chancen und Risiken bestehen im Zusammenhang mit dem Abbau konventioneller Erdgase in Europa?*

Die Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten muss – sofern Umwelt- und Sicherheitsfragen dem nicht entgegenstehen – möglich sein. Erdgas ist ein aktuell verfügbarer hocheffizienter Energieträger, welcher für die Umsetzung der Energiewende und der Klimaschutzziele der Bundesrepublik Deutschland gebraucht wird. Ohne den Einsatz von Erdgas lassen sich die ehrgeizigen Ziele bei der CO₂-Einsparung und dem Energiekonzept nicht erreichen. Dabei darf jedoch die Sicherheit der Ressource Trinkwasser nicht gefährdet werden. Der hohe Standard bei der Sicherheit der Trinkwasserversorgung ist für die Gesundheit der Bevölkerung von immenser Bedeutung. Deshalb ist eine differenzierte Betrachtung der konkreten Maßnahmen je nach Untergrund und der wasserwirtschaftlichen Bedeutung der betroffenen Gebiete erforderlich.

Grundsätzlich ist bei der Diskussion zur Zukunft von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten zu beachten, dass bei der Förderung solchen Gases, insbesondere aus Kohleflözen, nicht zwangsläufig das Frackingverfahren angewandt werden muss. Insofern ist die Förderung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten nicht mit der Förderung dieses Gases mittels Fracking gleichzusetzen.

- *Welchen Mehrwert sehen Sie in einer deutschen Markttransparenzstelle vor dem Hintergrund des Aufbaus einer europäischen Energiemarktaufsicht (ACER)? Was halten Sie für notwendig, um eine möglichst effiziente Übermittlung der Daten sicherzustellen?*

Die Verbesserung der Markttransparenz auf den europäischen Energiemärkten ist eine europäische Aufgabe, die durch die Verordnung „Regulation on Wholesale Market Integrity and Transparency (REMIT)“ harmonisiert in Europa angegangen wird. Die Bundesregierung sollte diesen europäischen Lösungsweg aktiv unterstützen und keinen nationalen Sonderweg beschreiten, der das Zusammenwachsen der europäischen Märkte außer Acht lässt und zu mehr kostentreibender Bürokratie für die Wirtschaft führt, die insbesondere dem deutschen Energiegroßhandelsmarkt schadet.

Die Einrichtung einer Markttransparenzstelle bei der Bundesnetzagentur steht strukturell für einen deutschen Sonderweg. Ihr Auftrag, die Energiewende zu überwachen, ohne vorab ausreichend die über REMIT zu sammelnden Daten zu prüfen, kann nur zu einem Abweichen von den europäischen Vorgaben führen.

Ein nationales Meldeverfahren für Transaktions- und Fundamentaldaten ist aufgrund des Umsetzungsaufwandes für die Wirtschaft unverhältnismäßig und zeitlich sowie inhaltlich nur begrenzt nutzbar. Die Meldungen orientieren sich in keiner Weise an der erfolgreichen EEX-Transparenzinitiative, die die sogenannte BMWi-Liste zu Transparenzvorgaben im Strom umsetzt.

Umso wichtiger ist es daher, Doppelungen und Parallelstrukturen, die durch zusätzliche oder abweichende Anforderungen im Markttransparenzstellen-Gesetz angelegt sind, durch eine kluge Umsetzung zu vermeiden. Da vielfach die genauen Anforderungen des REMIT-Regimes erst in Kürze durch die EU-Kommission festgelegt werden, können die im Gesetz angemahnten Abstimmungen noch gar nicht geleistet werden.

Daher sollte zunächst das Meldeverfahren von ACER abgewartet werden und sich die Markttransparenzstelle in ihrem Umsetzungszeitplan an dem REMIT-Zeitplan orientieren.

Solange die Durchführungsakte nicht erlassen sind, steht nicht hinreichend konkret fest, welche Daten in welcher Form und auf welche Weise in Umsetzung der REMIT erhoben und gemeldet werden müssen. Auf die an ACER gemeldeten Handelsdaten könnte die Markttransparenzstelle dann ohne Weiteres zurückgreifen, die Fundamentaldaten erhält sie aufgrund der REMIT ohnehin unmittelbar von den Marktteilnehmern.

Es sollte bereits im Vorfeld bei der Regelung der Kompetenz der Markttransparenzstelle eine eindeutige Abgrenzung zu anderen Datenmelde- und Veröffentlichungspflichten gezogen werden, insbesondere auf der Grundlage europäischer Regelungen wie der REMIT. Abgesehen von dem nicht zu rechtfertigenden Mehraufwand wäre die Regelung sonst nicht mit den europäischen Vorgaben vereinbar. In jedem Fall ist aber eine wirksame Regelung zur nachträglichen Vermeidung von Doppelmeldungen unerlässlich. Zu diesem Zweck müssen die einheitlichen Datendefinitionen, die Umsetzungszeitpläne sowie die IT-Infrastruktur von ACER und der EU Kommission (REMIT) und die Markttransparenzstelle aufeinander abgestimmt werden.

Der Zeitplan zur Umsetzung der REMIT sieht derzeit vor, dass die EU-Kommission ihre Vorschläge zur Implementierung der REMIT Ende 2012 vorlegt und voraussichtlich 2013 verabschiedet. In diesen Zeitplan sollten sich alle nationalen Maßnahmen einfügen.

Vor dem Hintergrund der vorgenannten Vermeidung von Doppeltätigkeiten und Mehraufwand der betroffenen Unternehmen müssen vorhandene Meldewege in jedem Fall vorrangig genutzt werden. So besteht als ein Beispiel von vielen bei den Fernleitungsnetzbetreibern sowie Übertragungsnetzbetreibern bereits seit einigen Jahren ein etablierter Datenmeldeprozess an die BNetzA (einschließlich auch eines entsprechenden Datenportals). Ein Zugreifen auf diese Daten würde Doppelabfragen ausschließen.

II. Energiewende

- *Bestehen ausreichende Anreize bezüglich des Baus zusätzlicher Kraftwerke in Deutschland? Wie beurteilen Sie vor diesem Hintergrund die Notwendigkeit von Kapazitätsmechanismen? Welche Form der Sicherung ausreichender Erzeugungskapazitäten halten Sie für erforderlich?*

Der BDEW hat ausführlich zur Erforderlichkeit von Anreizen zum Neubau von Kraftwerken und zur Wünschbarkeit von Kapazitätsmärkten Stellung genommen⁸ und hier auch für gutachterliche Vertiefung und Aufklärung gesorgt.⁹

Zusammenfassend lässt sich sagen:

- Es spricht manches dafür, dass der Energy Only-Markt (EOM) grundsätzlich in der Lage ist, für die notwendigen Investitionen zu sorgen.
- Gegenwärtig befindet sich der EOM unter dem doppelten Druck der Integration des europäischen Großhandelsmarktes und des rasch voran schreitenden Ausbaus der Erneuerbaren Energien.
- Wenn Zweifel bestehen, dass ein Energy Only-Markt ausreichend Systemsicherheit bietet, dann weist eine Strategische Reserve im Vergleich zu anderen Kapazitätsmechanismen die größten volks- und energiewirtschaftlichen Vorteile – jedenfalls in einem mittleren Zeithorizont – auf.
- Das Ausmaß, in dem die Strategische Reserve in Anspruch genommen wird, kann sogar als ein Indikator dafür herangezogen werden, *ob* ein dauerhafter Kapazitätsanreiz erforderlich ist.

⁸ BDEW, Strategische Reserve – Absicherung des Energy Only-Markts, 2012; BDEW, Endbericht BDEW-Projektgruppe Kapazitätsmechanismen, Berlin, 2012

⁹ Consentec, Praktikabel umsetzbare Ausgestaltung einer Strategischen Reserve, 2012; ECOFYS, Notwendigkeit von Kapazitätsmechanismen, Aachen, 2012

- Falls ein dauerhafter Kapazitätsanreiz erforderlich werden sollte, wäre hierfür in einer ferneren Zukunft ein marktbreiter Mechanismus vorzuziehen.
 - Dagegen ist, nach allem was zur Einführung von Versorgungssicherheitsverträgen bislang an bewertbaren Strukturen und Funktionselementen vorliegt, vorerst nicht zu erkennen, wie ein solches Modell praxistauglich und effizient umgesetzt werden könnte.
 - Sehr kritisch zu sehen ist der Ansatz der Bundesregierung, zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit Stilllegungsverbote einzuführen, die Vergütung von Leistung kostenbasiert vorzunehmen und mit verpflichtenden festen Transportkapazitätsbuchungen durch Gaskraftwerke zu operieren. Solche Maßnahmen dürfen allenfalls Ultima Ratio sein.
- *Welchen Netzausbaubedarf sehen Sie zur Umsetzung der Energiewende? Gibt es aus Ihrer Sicht Alternativen, die den Ausbaubedarf ersetzen oder reduzieren könnten? Die Bundesnetzagentur hat im Rahmen des durch die Energiewende erforderlichen Ausbaus der Übertragungsnetze weitreichende Kompetenzen erhalten. Wie bewerten Sie die Planungen des Netzausbaus hinsichtlich der Faktoren wie Einbindung beteiligter Akteure, Zeitplan, Ressourcenausstattung?*

Für die Umsetzung der Energiewende besteht ein sehr weitreichender Netzausbaubedarf. Die genaue Größenordnung ist in erster Linie abhängig vom angenommenen Zubaupfad der Stromerzeugung auf Basis Erneuerbarer Energien.

Der Netzausbaubedarf wird derzeit unter anderem durch die Deutsche Energieagentur (dena) für die Verteilnetzebene exemplarisch ermittelt. Die Ergebnisse dieser und weiterer Studien sollten für die weitere Abschätzung herangezogen werden. Auch Alternativen zum konventionellen Netzausbau sind zu betrachten. Hinsichtlich einer möglichen Verminderung oder ggf. Erhöhung des notwendigen Netzausbauvolumens sind technische (smarte) und marktliche Maßnahmen gleichermaßen unvoreingenommen und kritisch zu prüfen, um deren Potential zeitnah zu nutzen. Je nach Netztopologie können sich unterschiedliche Lösungsansätze als geeignet erweisen. Insgesamt wird nach unserer Einschätzung jedoch ein vollständiger Ersatz von Netzausbau durch andere Maßnahmen nicht möglich sein.

Für die Übertragungsnetzebene gibt es den Mitte 2011 erstmals aufgesetzten Netzentwicklungsplan-Prozess, an dessen Ende alle drei Jahre ein Bundesbedarfsplangesetz als verbindliche Grundlage für den Netzausbau in der näheren Zukunft stehen soll.

Der Prozess der Erstellung von Netzentwicklungsplänen und die darin vorgesehenen umfangreichen Konsultationen der Öffentlichkeit werden grundsätzlich begrüßt. Kritisch wird jedoch die enge Taktung gesehen. Die Arbeiten an einem Netzentwicklungsplan sind kaum abgeschlossen, wenn bereits der Szenariorahmen für den nächsten Netzentwicklungsplan konsultiert wird. Dies bindet bei allen Beteiligten sehr viele Ressourcen. Hier wird Optimierungsbedarf gesehen. Der BDEW schlägt daher die Erstellung von Netzentwicklungsplänen nur alle zwei Jahre vor, wie es auch im Dritten EU-Energie-Binnenmarktpaket vorgesehen ist.

Das ließe theoretisch auch mehr Raum für eine noch breitere Information der Öffentlichkeit in der Fläche.

- *Wie beurteilen Sie das bestehende EEG-Fördersystem im Hinblick auf seine Effizienz bei der Zielerreichung? Sollte man aus Ihrer Sicht das EEG weiterentwickeln und wenn ja, in welche Richtung? Sollte eine Förderung technologieneutral ausgestaltet werden? Wie beurteilen Sie vor diesem Hintergrund die Einführung einer Quotenpflicht für die Belieferung mit Erneuerbaren Energien?*

Das EEG hat zu einem starken Anstieg des Ausbaus Erneuerbarer Energien geführt und sich damit für die Markteinführungsphase als effektiv erwiesen. Aber bei der Bewertung der Effizienz des EEG muss das gesamte energiewirtschaftliche Zieldreieck (Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit) berücksichtigt werden. Das jetzige EEG zielt allein auf einen quantitativen Ausbau von Erneuerbaren Energien ab, was eine unzureichende Koordination dieses Ausbaus und hohe Kosten zur Folge hat. Daher muss es in Zukunft zunehmend um den qualitativen Ausbau der Erneuerbaren Energien gehen. Durch das EEG wird die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien gefördert. Dieser Fördermechanismus wurde auf die Biogas-/Bioerdgaserzeugung übertragen, was zu komplexen, schwer handhabbaren Fördertatbeständen führt. Der BDEW spricht sich deshalb für eine Reform des EEG aus. Ziel ist es, langfristig ein integratives Energieversorgungssystem zu schaffen, in dem die Entwicklung der Erneuerbaren Energien, die Entwicklung der konventionellen Stromerzeugung und der Netzausbau synchronisiert und volkswirtschaftlich effizient erfolgen.

Die Erfahrungen in den vergangenen Jahren haben gezeigt, dass Fehlentwicklungen des EEG teilweise überstürzt korrigiert wurden. Bei der jetzt geplanten, grundlegenden Reform des EEG sollte aus Sicht des BDEW strukturierter vorgegangen werden. Der BDEW bereitet hierzu in Abstimmung mit allen im BDEW betroffenen Wertschöpfungsstufen eine fundierte Position im Hinblick auf die nach der Bundestagswahl 2013 anstehende Reform des EEG sowie Vorschläge zum langfristigen Ausbau der Erneuerbaren Energien bis hin zu einem zukünftigen Marktdesign vor. Ziel ist ein Marktdesign, das einerseits die Übernahme von Systemdienstleistungen durch Erneuerbare Energien (Systemintegration) und eine marktorientierte Steuerung der Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien (Marktintegration) ermöglicht und zum anderen auch den Ausbau von Energiespeicherkapazitäten und von noch Jahrzehnte erforderlichen konventionellen Backup-Kraftwerken gewährleisten kann. Dabei müssen alle Lösungsvorschläge ergebnisoffen auf den Prüfstand gestellt und vor dem Hintergrund der angestrebten Ziele bewertet werden.

Aus Sicht des BDEW bestehen folgende Anforderungen an den und aus dem Ausbau Erneuerbarer Energien:

- Ein weiteres Wachstum der Nutzung Erneuerbarer Energien muss sichergestellt werden, um die Ausbauziele der Bundesregierung zu erreichen.
- Mit steigendem Anteil am Brutto-Stromverbrauch (heute ca. 25 Prozent, angestrebt bis 2050 sind 80 Prozent) werden die Erneuerbaren Energien zum führenden Energieträger. Für eine kosteneffiziente und umweltverträgliche Aufrechterhaltung der Versorgungssi-

cherheit ist eine Weiterentwicklung von Technologie, Infrastruktur und Marktdesign erforderlich.

- Der wachsende Anteil der Erneuerbaren Energien erfordert kurz- bzw. mittelfristig den Ausbau und die Nutzung von Flexibilitäten einerseits im Bereich der Stromerzeugung und der -nachfrage sowie zum anderen im Hinblick auf die Stromspeicherung (zeitliche Ent- bzw. Verkopplung von Erzeugung und Verbrauch).
- Wir benötigen ein Marktdesign für alle Marktteilnehmer, dem es gelingt, im Wettbewerb hinreichend Flexibilitäten und Systemdienstleistungen kosteneffizient und zum richtigen Zeitpunkt nachhaltig zur Verfügung zu stellen.
- Für den weiteren Ausbau der Nutzung Erneuerbarer Energien muss die Akzeptanz der Bürger und Kunden sichergestellt werden.
- Die Energiewende ist ein gesellschaftliches Gemeinschaftsprojekt. Ausnahmen von der Kostentragung müssen transparent und volkswirtschaftlich gerechtfertigt sein.
- Nachfrageorientierte Elemente sollten in der Förderung der Erneuerbaren Energien (Direktvermarktung) zunehmend Berücksichtigung finden, da sie eine Verbindung von der Erzeugung bis zum Verbrauch schaffen.
- Insbesondere im Hinblick auf die Realisierung eines europäischen Strombinnenmarktes muss das Fördersystem für Erneuerbare Energien in Deutschland europarechtlich kompatibel sein.
- Angesichts eines weiteren Zusammenwachsens der nationalen Strommärkte ist die Schaffung systemischer Kompatibilität (z. B. durch Nutzung flexibler Kooperationsmechanismen) auf europäischer Ebene notwendig.

Zur Unterstützung der Einführung der Erneuerbaren Energien im Wärmemarkt befürwortet der BDEW **technologieoffene Förderprogramme**. Dagegen wird eine „haushaltsunabhängige Förderung“ abgelehnt, da derartige Modelle nur bestimmte, präferierte Technologien fördern und Zuschläge auf Öl- und Gaspreise bewirken, die den Endkunden belasten. Nachteile „haushaltsunabhängiger Förderung“ sind:

- **Hoher administrativer Aufwand**
Die Einhaltung einer Quote muss überwacht werden, dies führt zu hohen administrativen Kosten. Insbesondere ein Handel mit Nachweisen von Dritten (Zertifikatehandel) erfordert einen hohen zusätzlichen Kontroll- und Administrationsaufwand. Gleichzeitig ist durch die „haushaltsunabhängige Förderung“ die Mittelverwendung jeder Kontrolle entzogen, über Mitteleinsatz und -verteilung entscheidet nur noch die Verwaltung.
- **Geringe Akzeptanz**
Zwangsquoten leiden in der Regel unter geringer Akzeptanz durch die Betroffenen, was die Einführung der Biokraftstoffquote eindrucksvoll gezeigt hat.
- **Ungerechte Lastenverteilung**
Anders als bei steuerfinanzierten Fördermaßnahmen werden die Lasten einer Umlage nicht nach individueller Leistungsfähigkeit, sondern nach Energieverbrauch verteilt. Die

Kosten des Systems werden vom Energiekunden getragen. Von einer Umlage über die Energiepreise würden, ähnlich wie beim EEG, vor allem Gebäudebesitzer durch Wertsteigerungen aufgrund von Heizungsmodernisierungen profitieren, die durch die Gesamtheit aller Energiekunden gefördert würden.

- Innovationshemmende Wirkung
Anders als bei freiwilligen Fördermaßnahmen hat der investitionswillige Kunde nur die Auswahl zwischen den in einem Förderkatalog aufgeführten Technologien. Ein echter Wettbewerb am Markt findet nur noch begrenzt statt, der Technologiemarkt wird staatlich gelenkt.
- *An welchem Ziel sollte die Umsetzung der Energiewende gemessen werden? Wo sehen Sie Defizite in der Konsistenz nationaler und europäischer Instrumente (etwa verschiedene nationale Fördersysteme, CO₂-Handel)? Sollten Anpassungen am CO₂-Zertifikatehandel erfolgen? Welche weiteren Instrumente erfordern aus Ihrer Sicht eine Anpassung?*

Der BDEW unterstützt eine Stärkung des Emissionszertifikatehandels durch strukturelle Reformen im Grundsatz. Eine Reform ist in jedem Falle eine europäische und keine nationale Aufgabe. Unilaterale Maßnahmen – wie sie derzeit teilweise in den Mitgliedstaaten verfolgt werden (z.B. Carbon-Floor-Price-Debatte in Großbritannien) – schaden der Kosteneffizienz des europäischen Instrumentes.

Die mit diesen Zielvorgaben gewonnenen Erfahrungen zeigen deutlich, dass die 20-20-20 Ziele interagieren. Eine Verschärfung des Energieeffizienzziels beeinflusst beispielsweise automatisch die Erreichung des Klimaziels und führt ggf. zu dessen Verschärfung. Im Klimafahrplan 2050 empfiehlt die EU-Kommission eine de facto Verschärfung des Klimaziels für 2020 über den Umweg eines verbindlichen Effizienzziels.

Alle drei Ziele (Klimaschutz, Energieeffizienz, Erneuerbare Energien) tragen dazu bei, dass die EU ihren Beitrag zur Begrenzung des Klimawandels leistet. Wenn die EU den eingeschlagenen Weg anspruchsvoller Ziele weitergehen und ihre Anstrengungen sogar noch vergrößern will, bedarf es einer effizienteren Zielarchitektur. Die Klimaschutzziele sind durch völkerrechtliche Abkommen festgeschrieben und ihre Erreichung sollte durch zielsichere Instrumente sicher gestellt werden. Deshalb kommt dem Treibhausgasemissionsminderungsziel auf europäischer und internationaler Ebene eine Schlüsselrolle für den Emissions- und den Nichtemissionshandelssektor zu.

Die Situation in Deutschland stellt sich in tatsächlicher Hinsicht anders dar. Mit dem Kernenergieausstieg ist der Ausbau der Erneuerbaren Energien im Elektrizitätssektor zum wichtigsten Faktor für die Kompensierung und Minderung von Treibhausgasemissionen geworden. Zugleich sind die deutschen Erneuerbare-Energien-Ausbauziele (Stromsektor: 35 Prozent 2020, 50 Prozent 2030, 65 Prozent 2040, 80 Prozent 2050; Endenergieverbrauch: 18 Prozent 2020, 30 Prozent 2030, 45 Prozent 2040, 60 Prozent 2050) so ehrgeizig, dass sie das nationale Treibhausgasemissionsminderungsziel beinahe überlagern.

Das Erneuerbare-Energien-Ausbauziel besitzt aufgrund des hohen affektiven Interesses von Bürgern und Kunden und der speziellen Situation Deutschlands nach der Energiewende faktisch gleichen Rang wie das Klimaziel. Teils aus prinzipiellen Erwägungen, teils aus Gründen der politischen Vermittelbarkeit, aber auch weil der Ausbau der Erneuerbaren Energien absehbar von zusätzlicher Förderung abhängt, ist eine Beibehaltung eines eigenständigen Erneuerbare-Energien-Ziels zu empfehlen.

Die Verbesserung der Energieeffizienz besitzt auf operativer Ebene große Bedeutung. Dennoch hat das Energieeffizienzziel bislang keinen schlüssigen Platz in der Zielhierarchie gefunden. Oft wurde Energieeffizienz allein auf den Stromsektor bezogen und auf die Einsparung von Kilowattstunden reduziert. Der BDEW ist wiederholt dafür eingetreten, die Potentiale zur Verbesserung der Energieeffizienz in ihrer ganzen Breite zu betrachten und auf die Einsparung von Primärenergie zu beziehen. Erfreulicherweise hat die Europäische Kommission mit dem Energiefahrplan 2050 erstmals eine sehr ähnliche Sicht gezeigt.

Wenn man an einer Zielmehrheit festhält, ist es essentiell, dass CO₂-Minderungen aus den Bereichen Energieeffizienz und Erneuerbare Energien auf das Klimaziel anrechenbar werden. Dies ist gegenwärtig nur sehr bedingt der Fall, schmälert die Steuerungsfunktion des CO₂-Ziels erheblich und beeinträchtigt die Funktionsfähigkeit und die Preisbildung des Emissionszertifikatehandels. Dies gilt insbesondere dann, wenn der für den Ausbau der Erneuerbaren Energien und für Energieeffizienzmaßnahmen im Emissionszertifikatehandel unterstellte Zielerreichungspfad überschritten wird.

In methodischer Hinsicht müssen freilich zunächst die Wechselwirkungen genau verstanden werden, bevor man an strukturelle Lösungen denken kann. Dies gilt insbesondere für den Stromsektor und teilweise auch für den Fernwärmesektor, da hier aufgrund von Verlagerungseffekten zwischen Emissionshandelsbereich und Nichthandelsbereich eine Emissionsminderung durch Effizienzmaßnahmen oder Ausbau der Erneuerbaren Energien nicht immer eindeutig zugeordnet werden kann und die tatsächlich erzielte CO₂-Vermeidung stark von der Ausgestaltung des jeweiligen Energiesystems, in dem die Verdrängung stattfindet, abhängt. Darüber hinaus wirken sich die wirtschaftliche Entwicklung sowie die Nutzung von Projektgutschriften (vor allem Clean Development Mechanism (CDM)) auf die Erreichung der inländischen Minderungsziele und die Kohlenstoffpreisbildung aus.

Im Ergebnis spricht sich BDEW für ein anspruchsvolles und verbindliches CO₂-Minderungsziel auch im europäischen Rahmen aus. Richtschnur hierfür sollte ein Emissionspfad sein, der eine klimaneutrale Energieversorgung in 2050 gewährleistet. Unter diesen und den oben genannten Voraussetzungen hält er auch ein einmaliges Backloading für verantwortbar.

- *Welche weiteren Änderungen am Marktdesign halten Sie für notwendig, um die Ziele der Energiewende effizient zu erreichen?*

Es ist unstrittig, dass die Energiewende die Energiewirtschaft wie auch ihre Kunden vor gewaltige Herausforderungen stellt. Ob diese Herausforderungen mit dem gegenwärtigen Marktdesign zu bewältigen sind, lässt sich derzeit nicht mit Klarheit positiv oder negativ beantworten. Fest steht nur, dass die anstehende Weichenstellung von enormer Tragweite ist.

Durch die Einführung einer Strategischen Reserve sollte

- Zeit für eine gründliche Diskussion des zukünftigen Marktdesigns gewonnen,
- die Möglichkeit zu weiterem Erkenntnisgewinn eröffnet und
- eine schrittweise Europäisierung ermöglicht

werden. Aufgrund der Vorlaufzeiten für den Neubau von Kraftwerken ist nach Möglichkeit eine gesetzgeberische Entscheidung bis zum Jahr 2015 vorzulegen. Die gewonnene Zeit sollte dafür genutzt werden, verschiedene Instrumente und ihr Zusammenwirken genau zu untersuchen.

Dabei ist eine Umgestaltung des Marktdesigns in Betracht zu ziehen, in dem die Erneuerbaren Energien zur Versorgungszuverlässigkeit beitragen. Auch wenn hier Sorgfalt vor Schnelligkeit geht, lassen sich einige Kernanforderungen an eine etwaige Neuausrichtung des Marktdesigns identifizieren:

- sichere Einhaltung der Erneuerbare-Energien-Ausbauziele,
- so viel Markt wie möglich (in allen Segmenten),
- Versorgungssicherheit (kurz- und langfristig) gewährleisten,
- verlässlicher Rahmen für Investitionen,
- Binnenmarktverträglichkeit sicherstellen.

III. Regulierung der Gas- und Stromnetze

- *Wie beurteilen Sie Aufwand und Nutzen der Entgeltregulierung von Strom- und Gasnetzen? Wie sehen Sie in diesem Zusammenhang die Umsetzung durch die Regulierungsbehörden? Wo sehen Sie konkret Verbesserungspotenziale, um das Verfahren effizienter zu gestalten?*

Die Regulierung der Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetze dient gemäß § 1 Abs. 2 EnWG den Zielen der Sicherstellung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs bei der Versorgung mit Elektrizität und Gas und der Sicherung eines langfristig angelegten leistungsfähigen und zuverlässigen Betriebs von Energieversorgungsnetzen. Die Regulierung soll gewährleisten, dass die Netzentgelte angemessen, diskriminierungsfrei und transparent sind.

Die Regulierung in Deutschland in Verbindung mit der großen Anzahl und Heterogenität der Netzbetreiber sowie Unterschieden bei Ausgangssituation und den Herausforderungen auch vor dem Hintergrund der Energiewende führt zu einem hohen Aufwand vor allem bei den Netzbetreibern, aber auch anderen Marktteilnehmern und den Regulierungsbehörden. Ein hoher Aufwand ist dann gerechtfertigt, wenn damit für konkrete Erfordernisse sachgerechte Lösungen gefunden und umgesetzt werden können und der Nutzen den Aufwand übersteigt. Das ist nicht immer gegeben.

In der Umsetzung durch die Regulierungsbehörden fehlt eine systematische Abwägung von Aufwand und Nutzen. Die Netzbetreiber müssen für unterschiedliche Zwecke in erheblichen Umfang Daten und Informationen „auf Vorrat“ liefern, die später nicht oder nur zum Teil genutzt werden. Teilweise liegen diese Werte bei den Netzbetreibern nicht in der geforderten Form vor und müssen aufwändig erstellt werden. Unklare Definitionen oder in der Praxis nicht übliche Abgrenzungen erhöhen den Bearbeitungsaufwand.

Die Regulierungsbehörden sollten sich im Vorfeld von Erhebungen intensiver mit den Netzbetreibern über Zielstellung, Daten, Detaillierungsgrad, Definitionen und Umsetzungsaufwand abstimmen. Mehrfacherhebungen (Überschneidungen mit Erhebungen zu anderen Themen), Datensammlungen auf Vorrat und häufige Änderungen der Abfragen sind zu vermeiden. Die vorgegebenen Berichts- und Veröffentlichungspflichten sollten regelmäßig überprüft und auf das absolut notwendige Maß beschränkt werden. Bei Änderungen des Regulierungsrahmens sollten die Auswirkungen auf die regulatorische Umsetzung stärker berücksichtigt werden.

In diesem Zusammenhang verweisen wir auch auf unsere Antwort zur Frage hinsichtlich der Einführung einer deutschen Markttransparenzstelle auf S. 14 dieser Stellungnahme.

- *Sollte ein Teil der Netzentgelte durch die Erzeuger von Strom getragen werden und sollte dabei der Standort der Erzeugungsstellen berücksichtigt werden?*

Eine Einbeziehung von Erzeugern in die Finanzierung der Netzinfrastruktur ist zum gegenwärtigen Zeitpunkt nicht gewünscht. Eine entsprechende Regelung würde eine zusätzliche Kostenbelastung bedeuten, die zum Zeitpunkt der Investitionsentscheidung über die Errichtung der jeweiligen Erzeugungseinheiten nicht bekannt war. Insofern würden sich die Bedingungen zur Refinanzierung der Investition grundlegend ändern, die Belastungen müssten an die Verbraucher weitergegeben werden. Da dies in einem internationalen Markt wie dem Elektrizitätsmarkt nicht ohne Weiteres möglich ist, würde sich für die betroffenen Erzeuger eine Verschlechterung der Wettbewerbsposition ergeben.

Der BDEW empfiehlt jedoch, schnellstmöglich eine Weiterentwicklung des Systems der „vermiedenen Netzentgelte“ anzustoßen. Dabei sollte dem im November 2011 in der AG Regulierung der Netzplattform beim BMWi erarbeiteten Konsens gefolgt und eine Anpassung des Systems in Bezug auf volatile dezentrale Einspeisungen dergestalt vorgenommen werden, dass die Gewährung vermiedener Netzentgelte auf steuerbare Einspeiser beschränkt wird.

Zudem sollte überdacht werden, wie in einem System mit wachsendem Anteil dezentraler Erzeugung, die zu einem Großteil von den Erzeugern vor Ort verbraucht wird, eine Entsolidarisierung hinsichtlich der Kostentragung für die weiterhin notwendige Netzinfrastruktur verhindert werden kann.

- *Wie wirksam schätzen Sie die weiteren Instrumente zur Regulierung von Strom- und Gasnetzen ein? Wo sehen Sie Veränderungsbedarf? Wie beurteilen Sie in diesem Zusammenhang die Arbeit der Bundesnetzagentur?*

Die Regulierungsbehörden verfügen über ein umfangreiches und wirksames Instrumentarium. Sie können verbindliche Festlegungen und Aufsichtsmaßnahmen gegen einzelne Unternehmen treffen. In der Praxis gehen die Regulierungsbehörden zum Teil über die gesetzlichen Anforderungen hinaus. In manchen Fällen gehen die Entscheidungen an den Bedürfnissen aller Marktbeteiligten vorbei. Durch die fehlende Bereitschaft zu Gleichbehandlungszusagen hat dies in der Vergangenheit zu einer Flut von Beschwerden geführt. Im Sinne einer praxisgerechten und effizienten Regulierung sollte der Dialog zwischen Regulierungsbehörden und Branche im Vorfeld von Festlegungen intensiviert werden.

IV. Endkundenmärkte

- *Wie beurteilen Sie die Wettbewerbsintensität auf den Endkundenmärkten für Strom und Gas? Sehen Sie Wettbewerbsvorteile für vertikal integrierte Unternehmen?*

Die Wettbewerbsintensität auf dem deutschen Energieendkundenmarkt ist hoch. Neben dem reinen Preiswettbewerb hat der Wettbewerb mit Produkteigenschaften (z.B. Ökostromprodukte oder die Verknüpfung von Commodity mit Energiedienstleistungen) aber auch der Wettbewerb der Energieträger vor allem im Wärmebereich (Wärmepumpen, Fernwärme, Erdgas und Solarenergie) zugenommen.

Die Verhandlungsposition der Nachfrager ist als gut einzuschätzen. Die Anzahl der Anbieter, aus denen der Kunde wählen kann, ist vergleichsweise groß. Anfang 2011 konnten die Verbraucher im Durchschnitt aus mehr als 100 Stromanbietern ihren Lieferanten auswählen. Diese Zahlen dürften sich zwischenzeitlich weiter erhöht haben. Im Gasbereich war zu Beginn des Jahres 2011 den Kunden die Auswahl aus rund 40 Gasanbietern möglich. Auch diese Werte sind weiter gestiegen, wobei im Gasbereich zurzeit eine noch stärkere Dynamik zu beobachten ist. Dem Kunden kommt damit eine große Marktmacht zu. Diese Marktmacht wird von den Kunden prinzipiell auch genutzt – der Anbieterwechsel ist einfach und schnell möglich – allerdings bestehen bei der Häufigkeit der Wechselbereitschaft Unterschiede zwischen einzelnen Kundengruppen. Über Vergleichsportale und Internet ist die Informationsbeschaffung über Produkte und Tarife einfach. Darüber hinaus stellt Energie ein Thema dar, das inzwischen auch von den Medien sehr aufmerksam verfolgt und damit von den Kunden stärker wahrgenommen wird.

Sehr problematisch wird gesehen, dass im Zuge der Energiewende Marktmechanismen und damit auch Wettbewerbsmechanismen in den Hintergrund geraten. Statt auf den Markt wird vor allem im Strombereich zunehmend auf Regulierungsmaßnahmen und weitere Verbrauchsumlagen gesetzt. Durch die zunehmende Steigerung des regulierten Anteils des Preises (rund 50 Prozent staatlich induzierte Preisbestandteile wie Steuern, Abgaben und Umlagen z.B. EEG etc. sowie der Netzentgelte (je nach Netzgebiet variierend um 20 Prozent))

nehmen Möglichkeiten der Preisdifferenzierungen bei einem Marktanteil des Preises von etwa 30 Prozent ab und der wettbewerblich organisierte Teil der Strommärkte verliert an Bedeutung. Dies kann auch negative Auswirkungen auf die Wettbewerbsintensität haben.

Ein Wettbewerbsvorteil für vertikal integrierte Unternehmen wird nicht gesehen.

- *Wie beurteilen sie die neu geschaffene Schlichtungsstelle Energie und ergeben sich durch diese Auswirkungen auf den Wettbewerb? Bestehen noch Hindernisse bei Wechselprozessen?*

Aus Sicht des BDEW ist es mit der "Schlichtungsstelle Energie e.V" gelungen, im Endkundenmarkt ein Instrument zu schaffen, das sowohl den Verbrauchern eine schnelle wenig aufwändige Klärung von Streitfällen mit EVU ermöglicht, als auch für Unternehmen eine sinnvolle Lösung darstellt, eine außergerichtliche Einigung mit Kunden herbeizuführen. Die Einigungsquote von über 90 Prozent bei zugelassenen Streitfällen zwischen Verbrauchern und EVU spricht für die hohe Akzeptanz der Institution.

Rund 56 Prozent der Schlichtungsanträge betrafen allein zwei Unternehmen. Dies legt die Vermutung nahe, dass vereinzelt Fehlentwicklungen im Endkundenmarkt durch die Schlichtungsstelle schnell erkannt werden können und durch Schaffung von mehr Transparenz und eine gewisse "erzieherische Funktion" positive Auswirkungen auf den Wettbewerb gegeben sind. Zusätzlich lässt die Verteilung der restlichen Schlichtungsfälle auf über 1500 Unternehmen den Schluss zu, dass die Kundenfreundlichkeit der Unternehmen in der Energiebranche durch die Verbraucher geschätzt wird. Die Energieversorger stehen in einem intensiven Wettbewerb untereinander und sehen im gut aufgestellten Kundenservice einen wesentlichen Wettbewerbsvorteil.

Insgesamt betrafen ca. 10 Prozent der Schlichtungsfälle im ersten Jahr seit Gründung der "Schlichtungsstelle Energie e.V." den Lieferantenwechsel. Allerdings muss dabei darauf hingewiesen werden, dass durch Inkonsistenz der Regelungen zum Lieferantenwechsel (Novellierung Grundversorgungsverordnungen (GVV), Mai 2012) Probleme entstanden sind, die nicht in der Verantwortung der Marktteilnehmer liegen. In den novellierten GVV finden sich u.a. wesentliche Verkürzungen von Kündigungsfristen wieder (2 Wochen), die von den Prozessfristen der GPKE bzw. GeLi Gas bzw. von den Regelungen für Sondervertragskunden (EnWG; 3 Wochen) abweichen und damit zu erheblichen Problemen bei der Umsetzung für die Marktteilnehmer führen. In diesen sogenannten Lieferantenwechselprozessen werden die komplexen und zahlreichen Datenübermittlungen zwischen allen an einem Lieferantenwechsel beteiligten Marktrollen beschrieben und festgelegt. Sie sind Voraussetzung für schnelle und standardisierte Wechselprozesse. Bei Problemen bei der Anwendung dieser Prozesse ist insbesondere der Lieferant bzw. Vertrieb, als zentrale Ansprechstelle des Kunden, betroffen. Lieferanten befinden sich also bei einer ggf. vom Kunden postulierten Behinderung des fristgemäßen Lieferantenwechsels; der aber real weder vom Alt- noch vom Neulieferanten ver-

schuldet ist, unter einem starken Rechtfertigungsdruck. Dies könnte den zehnpromzentigen Anteil von Schlichtungsanträgen zum Thema Lieferantenwechsel begründen.¹⁰

➤ *Wie beurteilen Sie die Arbeit des Bundeskartellamtes im Energiesektor?*

Abgrenzung von Endkundenmärkten in Strom- und Gassektor

Der BDEW begrüßt, dass das Bundeskartellamt die wettbewerbliche Entwicklung auf den Strom- und Gasmärkten grundsätzlich anerkennt und sich konsequenterweise der Umfang der kartellbehördlichen Untersuchungen verringert hat.

So hat das Bundeskartellamt seit Ende 2009 seine bisherige Entscheidungspraxis in Bezug auf die Marktabgrenzung auf der Endkundenstufe im Strombereich geändert. Das Bundeskartellamt unterscheidet in sachlicher Hinsicht nicht mehr nur zwischen RLM-Kunden (Kunden mit registrierender Leistungsmessung) und SLP-Kunden (Kunden, die nach Standardlastprofil abgerechnet werden), sondern teilt die Belieferung von SLP-Kunden nochmals in die drei folgenden Märkte auf:

1. Markt für die Belieferung von Sondervertragskunden

Dieser Markt umfasst die SLP-Kunden, die außerhalb Allgemeiner Preise abgerechnet werden. Davon gesondert betrachtet werden auch die Heizstromkunden (siehe 3.).

2. Markt für die Belieferung von Grundversorgungskunden

Dieser Markt umfasst die SLP-Kunden, die zu Allgemeinen Preisen gemäß § 36 Abs.1 EnWG und § 38 Abs.1 EnWG abgerechnet werden.

3. Markt für die Belieferung von Heizstromkunden

Dieser Markt umfasst die Kunden, die mit Strom außerhalb der Allgemeinen Preise zum Betrieb unterbrechbarer Verbrauchseinrichtungen (im Wesentlichen Nachtspeicherheizungen und elektrischen Wärmepumpen) mit dem Zweck der Raumheizung beliefert werden.

Das Bundeskartellamt begründet die Differenzierung zwischen Sondervertrags- und Grundversorgungskunden in erster Linie mit den unterschiedlichen rechtlichen Rahmenbedingungen beim Vertragsschluss und den einzelnen vertraglichen Bedingungen, die beim grundversorgten Kunden durch die StromGKV vorgegeben werden.

In räumlicher Hinsicht grenzt das Bundeskartellamt wie für die RLM-Kunden den Markt für die Sondervertragskunden aufgrund der stark entwickelten Wettbewerbsbedingungen bundesweit ab. Anders sieht das weiterhin bei der Grundversorgung und den regionalen Anbietern von Heizstrom aus. Denn in diesen Bereichen grenzt das Bundeskartellamt weiterhin örtlich nach den etablierten Versorgungsgebieten der betroffenen Unternehmen ab.

¹⁰ Quelle der Daten: Presseerklärung der Schlichtungsstelle zum einjährigen Bestehen, Berlin, 01.11.2012

Wie die Monopolkommission sieht der BDEW diese nach Vertragsarten differenzierte Markt-
abgrenzung als nicht ausreichend begründet an. Zudem werden im Bereich der Haushalte
und Kleinverbraucher Gaskunden weiterhin örtlich nach den etablierten Versorgungsgebieten
der betroffenen Unternehmen abgegrenzt – unabhängig von der Vertragsart. Wie ausführlich
in der BDEW-Stellungnahme vom 20. April 2012 zum Entwurf der Bundesregierung zur
8. GWB-Novelle vom 28. März 2012 im Hinblick auf die geplante Verlängerung des
§ 29 GWB dargelegt, besteht sowohl im Strom- als auch im Gasendkundenmarkt ein intensi-
ver Wettbewerb. Es gibt eine Vielzahl von Anbietern, die überregional bzw. auch bundesweit
versorgen. Jeder Endkunde kann unter Einhaltung bestehender Kündigungsfristen seinen
Strom- bzw. Gasanbieter wählen und wechseln. Daher sieht der BDEW als Schlussfolgerung
aufgrund des intensiven, auch umfangreich bundesweit erfolgenden Wettbewerbs eine bun-
desweite Markt-
abgrenzung für den Strom- und Gasendkundenbereich als angemessen an.

V. Sonstiges

- *Wie viele Mitglieder hat Ihr Verband? Wie viele Mitarbeiter sind im Verband mit Energie-
themen betraut? Wie hat sich die Größe Ihres Verbandes entwickelt und inwieweit ist
dies auf die Energiewende zurückzuführen?*

Der BDEW hat aktuell 1855 Mitgliedsunternehmen. Ein Großteil der Mitarbeiter ist sparten-
und wertschöpfungsstufenübergreifend auch für Energiethemen tätig. Die Mitgliederzahl des
Verbandes steigt kontinuierlich. Ein Zusammenhang mit der Energiewende ist derzeit nicht
direkt ableitbar, wenngleich neue Marktteilnehmer aus wichtigen Bereichen der Energiewen-
de, wie den Branchen der Erneuerbaren Energien oder der Energiedienstleistung, vermehrtes
Interesse an einer Mitgliedschaft zeigen.

Ansprechpartner:

Thomas Herkner
Telefon: +49 30 300199-1610
thomas.herkner@bdew.de

Dr. Stephan Krieger
Telefon: +49 30 300199-1061
stephan.krieger@bdew.de