

Stellungnahme:



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

Datum / Date

27.02.2015

Ort / Place

Leipzig/Paris

Dokumentversion / Document Release

0001A

I. Märkte

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

Der britische National Balancing Point (NBP) ist nach wie vor der liquideste Gasmarkt in Europa. Gleichzeitig verringert sich aber der Abstand zum niederländischen Gasmarkt Titel Transfer Facility (TTF) sukzessive. Sollte dieser Trend anhalten, so kann erwartet werden, dass TTF sich zum liquidesten Gasmarkt in Europa entwickeln wird. Dafür spricht zum einen die fundamentale Entwicklung in Großbritannien mit einem Rückgang der nationalen Erdgasförderung. Zum anderen wächst die Bedeutung des Gasgroßhandels in Kontinentaleuropa, was insbesondere dem TTF als kontinentaler Leitmarkt zugute kommt. Gleichzeitig weisen aber auch die anderen Gasmärkte in Zentralwesteuropa – allen voran die deutschen Marktgebiete Netconnect Germany (NCG) und Gaspool – stetiges Wachstum auf. Relativ gesehen wachsen sie sogar stärker als der TTF (vgl. Abbildung 1 und 2).

Abbildung 1: Spot- und Futures Handelsvolumen am Gasmarkt (2013)

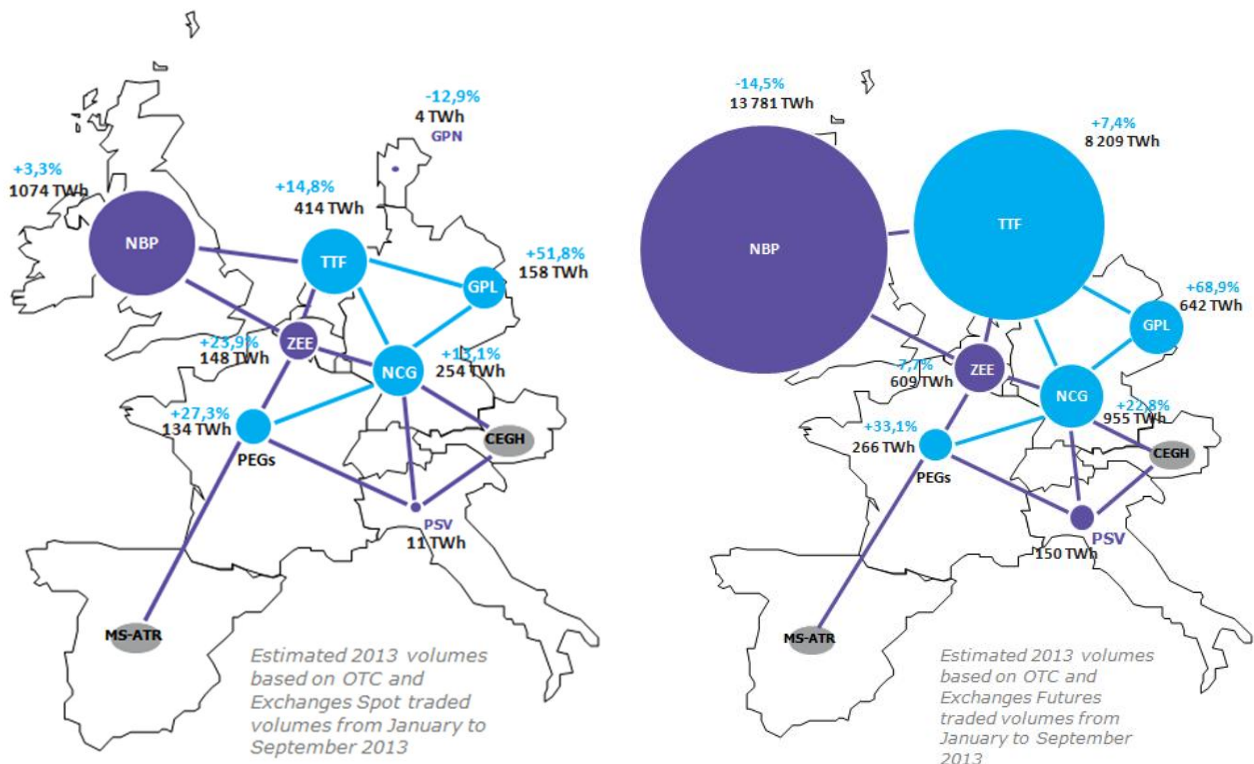


Abbildung: EEX

Diese Entwicklung zeigt sich auch an den börslichen Gasmärkten der EEX-Gruppe. Im Mai 2013 haben EEX und Powernext ihre Gasmärkte auf der gemeinsamen Plattform PE-

GAS (Pan European Gas Cooperation) gebündelt. Zum 1.1.2015 hat EEX die Mehrheitsanteile an Powernext übernommen. Seitdem betreibt Powernext alle PEGAS-Märkte innerhalb der EEX-Gruppe. Die PEGAS-Märkte umfassen folgende Marktgebiete: für Deutschland NCG und Gaspool, für Frankreich PEG Nord, PEG Sud und PEG TIGF, für die Niederlande TTF, für Großbritannien NBP und für Belgien ZEE und ZTP.

Abbildung 2: Übersicht der PEGAS-Märkte

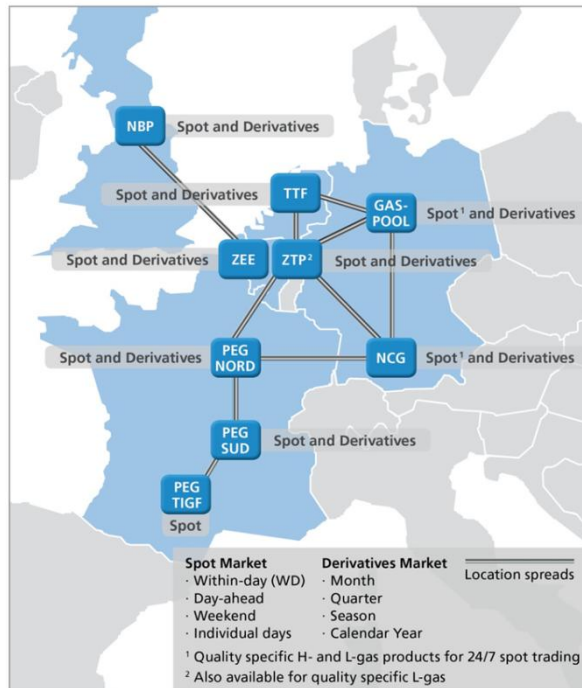


Abbildung: EEX

Abbildung 3: Entwicklung der Handelsvolumina auf den Spot-Märkten der PEGAS

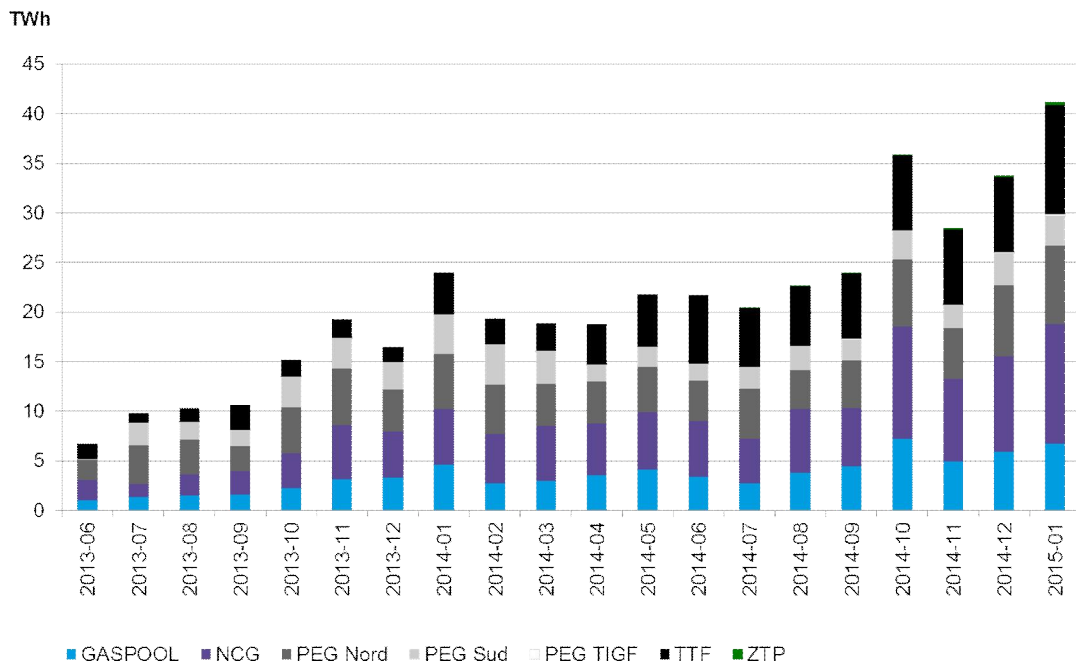
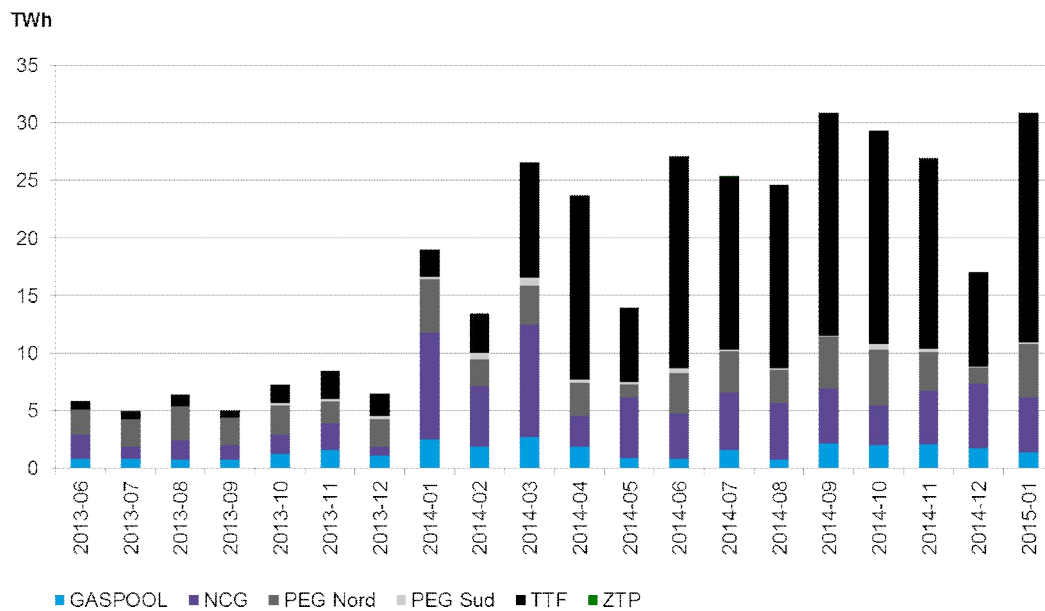


Abbildung 4: Entwicklung der Handelsvolumina auf den Termin-Märkten der PEGAS



Abbildungen: EEX

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

Keine Antwort.

Wie weit ist der europäische Binnenmarkt für Strom und Gas fortgeschritten?

a) Stand des Energiebinnenmarkts

2011 wurde vom Europäischen Rat Ende 2014 als Ziel ausgegeben, an dem der europäische Energiebinnenmarkt für Strom und Gas vollendet sein sollte. Seither sind große Fortschritte bei der Harmonisierung von Marktregeln erzielt worden. So sind der überwiegende Teil der vorgesehenen Network Codes mittlerweile erarbeitet und verabschiedet. Der Prozess zur vollständigen Umsetzung des dritten Binnenmarktpakets sollte mit hoher Priorität vorangetrieben werden.

Die europäische Regulierungsbehörde ACER hat in diesem Bereich dazu beigetragen, diese Entwicklungen voranzutreiben und zu überwachen. In ihrem Arbeitsprogramm für 2015 hat die Agentur ferner dargelegt, welche Prioritäten sie für die nahe Zukunft sieht: vollständige Implementierung aller Network Codes, Implementierung des Regelwerks für die transeuropäischen Netze (TEN-E Regulierung) sowie die Auswahl von Projekten für das Gemeinsame Interesse (PCIs).

Darüber hinaus identifiziert ACER als größte Herausforderung für 2015 ein neues, sektorspezifisches Energiemarkt-Monitoring-Rahmenprogramm, welches REMIT unterstellt ist.¹ Dies soll zu einem effizienten Monitoring der Energiemärkte führen und Vertrauen unter den Marktteilnehmern und Konsumenten fördern.

Auch die Europäische Kommission und die EU-Mitgliedstaaten haben 2014 wieder einen stärkeren Fokus auf den europäischen Binnenmarktgelegt. Mitte Mai 2014 hat der damalige EU-Energiekommissar Günther Oettinger eine Strategie für eine sichere europäische Energieversorgung vorgestellt, in welcher die Diversifizierung der ausländischen Energielieferungen, der Ausbau der Energieinfrastruktur, die Vollendung des Energiebinnenmarkts und Energieeinsparmaßnahmen als maßgebliche Punkte identifiziert wurden. Auch und insbesondere die Gasversorgungssicherheit wurde adressiert, die durch die Ukraine Krise derzeit auf europäischer Ebene ein vorherrschendes Thema ist.²

¹„ACER Work Programme 2015,

http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20Work%20Programme%202015.pdf

² „Mitteilung der Kommission über die kurzfristige Krisenfestigkeit des europäischen Gassystems“ COM(2014) 654, <http://ec.europa.eu/transparency/regdoc/rep/1/2014/EN/1-2014-654-EN-F1-1.Pdf>

b) Strom Spotmarkt

Die europäische Marktkopplung bleibt der Grundbaustein des zukünftigen Strommarktdesigns

Mit Blick auf die Handelsmärkte sei auf die Erfolge bei der europäischen Integration der Strommärkte verwiesen. Seit langem ist der deutsche Strommarkt keine „elektrische Insel“ mehr. Die Märkte in Europa sind weitgehend miteinander gekoppelt und wachsen immer weiter zusammen – sowohl physikalisch über die grenzüberschreitenden Stromnetze, als auch wirtschaftlich über die Kopplung der Strombörsen. Bereits 2006, lange bevor das dritte Energiepaket in Kraft trat, führten die Strombörsen in enger Kooperation mit den Übertragungsnetzbetreibern die Marktkopplung in Frankreich, Belgien und den Niederlanden ein. Im Jahre 2010 wurde die Marktkopplung auf Zentralwesteuropa (CWE) ausgeweitet, inklusive des deutschen und österreichischen Marktes. Nachdem die auf privatwirtschaftlicher Ebene erzielten Erfolge erkannt wurden, nahm sich der Europäische Rat des Themas an. Gleichzeitig entwickelte die *Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER)* eine Roadmap zur regionalen Integration der Day-Ahead-Märkte in Europa. Übertragungsnetzbetreiber und Stromspotbörsen arbeiten seitdem Hand in Hand an der Umsetzung dieser Roadmap, unter Begleitung der jeweiligen nationalen Energieregulierungsbehörden.

Der Monitoringbericht 2014 der Bundesnetzagentur hebt hervor, dass die im November 2010 gestartete Kopplung der Strommärkte für Zentralwesteuropa entscheidend vorangerieben wurde und mit der Region SWE (Frankreich, Spanien und Portugal) im Mai 2014 eine weitere Ankopplung gelang. Aktuell sind 19 Mitgliedsstaaten in Nordwest- und Südeuropa Teil der europäischen Marktkopplung, die seit 2014 erstmals auf der sogenannten „Price Coupling of Regions“-Lösung basiert (PCR). Damit wird Strom heute in einem Markt gehandelt, der sich von der Algarve bis zum Nordkap erstreckt, und rund 85% des europäischen Stromverbrauches abdeckt.

Parallel wurden mithilfe der European Power Exchange 2012 Tschechien, die Slowakei und Ungarn g-koppelt. Im November 2014 wurde diese Region unter dem Namen „4M Market Coupling“ um Rumänien erweitert. Heute noch betreibt EPEX SPOT die Kopplung für die lokalen Börsen dieser vier Länder. Weitere regionale Marktkopplungsprojekte umfassen derzeit die „Italian Borders Working Table“ und „Central Eastern Europe“. Ersteres strebt die Kopplung der Länder rund um Italien an: drei der fünf italienischen Grenzen wurden am 24. Februar 2015 gekoppelt (IT-FR, IT-AT, IT-SI). Letzteres arbeitet an einer Kopplung der osteuropäischen Märkte. Darüber hinaus soll die lastflussbasierte Marktkopplung in Zentralwesteuropa, auch bekannt unter dem Namen Flow-Based-Marktkopplung, den Übertragungsnetzbetreibern ermöglichen die grenzüberschreitenden Transportkapazitäten zu optimieren und dadurch die Versorgungssicherheit zu erhöhen.

Mit der Einführung der Marktkopplung ist es erstmals möglich, Strom gemeinsam mit der grenzüberschreitenden Kapazität im Rahmen einer „impliziten“ Auktion zu handeln. Damit

werden Grenzkuppelstellen voll ausgelastet, der wirtschaftlich optimale Fluss des Stromes zwischen den Märkten sichergestellt und durch einen effizienten europaweiten Kraftwerkseinsatz die volkswirtschaftliche Wohlfahrt verbessert. Ein zusätzlicher Effekt der Marktkopplung ist die Annäherung der Preise zwischen gekoppelten Märkten, die im Falle ausreichender Grenzkapazitäten zur Preiskonvergenz, also der vollständigen Angleichung von Preisen, führt. Zwischen Deutschland und Frankreich konvergierten die Preise z.B. in 51 Prozent aller Stunden des Jahres 2014.

Abbildung 5: Überblick Marktkopplung „Price Coupling of Regions“ (PCR)

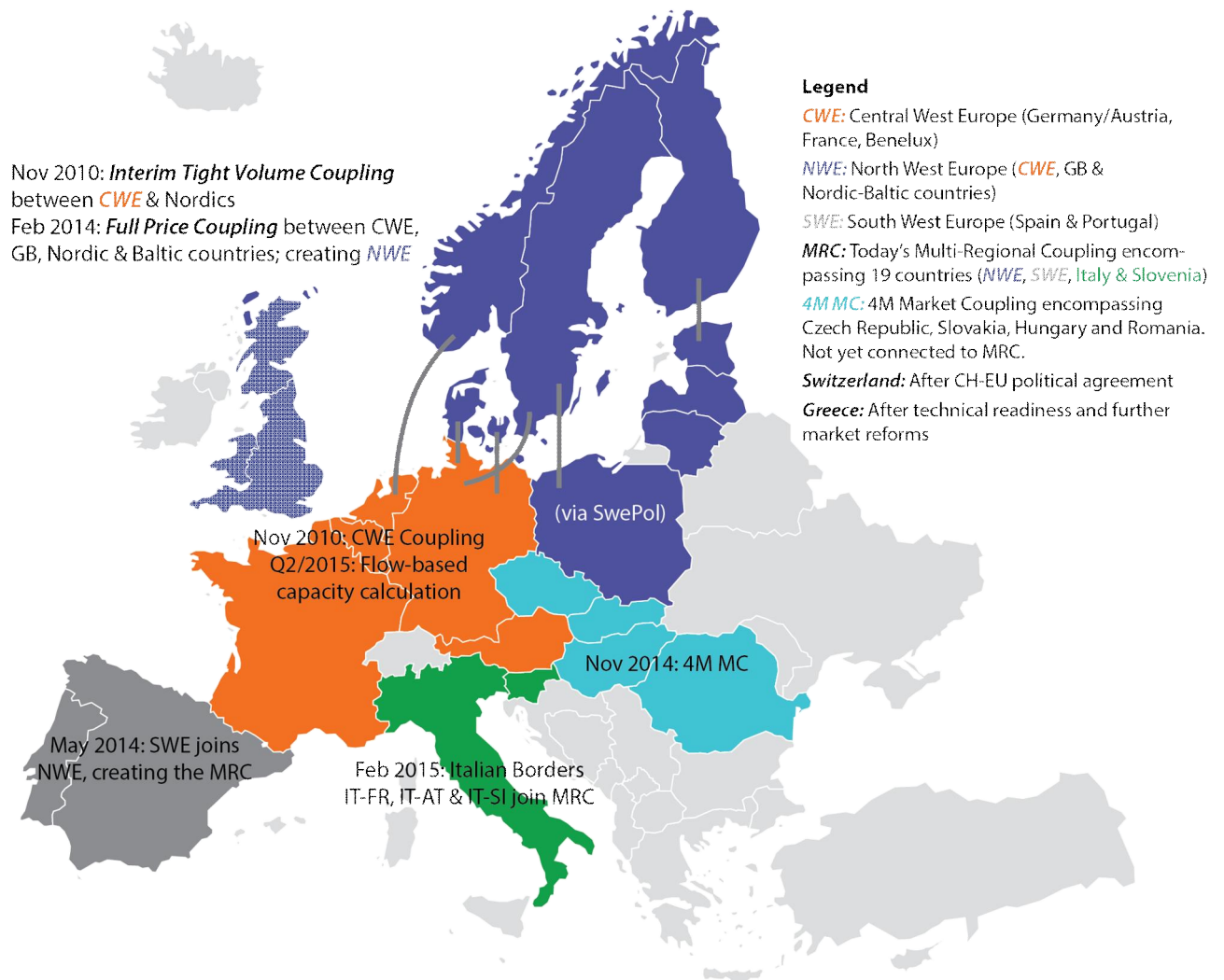


Abbildung: Day-Ahead-Marktkopplung (Quelle: EPEX SPOT)

Flexible Intraday-Märkte sind der Schlüssel zur Marktintegration der erneuerbaren Energien

Mit dem Ausbau der fluktuierenden Erzeugung aus erneuerbaren Energiequellen weist der europäische Strommarkt einen erhöhten Bedarf an Flexibilität auf. Vor diesem Hintergrund hat die Börse sich in den letzten Jahren darum bemüht, liquide Flexibilitätsmärkte zu etablieren. Schrittweise wurde der grenzüberschreitende Handel auf dem kontinuierlichen Intraday-Markt ausgebaut: seit Ende 2010 sind die deutschen und französischen Märkte miteinander gekoppelt, 2012 bzw. 2013 wurde dieses Gebiet auf Österreich und die Schweiz erweitert.

Der flexible Stromhandel an liquiden Intraday-Märkten ist ein effizienter Weg zur kurzfristigen Marktintegration erneuerbarer Energien. Mithilfe des Rund-um-die-Uhr-Handels können Marktteilnehmer in Echtzeit Prognosefehler korrigieren, auf unvorhergesehene Ereignisse reagieren und ihre Ausgleichsenergie reduzieren. Die dynamische Entwicklung der Handelsmengen auf den Intraday-Märkten belegt diesen Erfolg: diese haben sich in den letzten fünf Jahren verzehnfacht.

Die Europäische Strombörse nimmt fortlaufend Anpassungen am Produktdesign vor, um sowohl auf Bedürfnisse der Marktteilnehmer als auch auf veränderte regulatorische Rahmenbedingungen zu reagieren. So bietet EPEX SPOT als erste Börse in Europa seit 2011 die Möglichkeit, Strom viertelstundenscharf am deutschen Intraday-Markt zu handeln. Seit 2013 ist zudem der grenzüberschreitende Handel mit Viertelstundenprodukten zwischen Deutschland und der Schweiz möglich. Es handelt sich um ein wertvolles Instrument zum feineren Ausgleich von Angebot und Nachfrage. Das Preissignal für Viertelstundenprodukte gibt Flexibilität einen marktbasierten Wert und bietet gleichzeitig Anreize zum systemdienlichen Verhalten.

Mehrere Kennzahlen untermauern die Tatsache, dass es sich bei Viertelstundenprodukten um einen zukunftssträchtigen Markt handelt: seit Einführung im Jahr 2011 wurden etwa 10 TWh gehandelt; in den Jahren 2013 und 2014 haben sich die Handelsvolumina jeweils verdoppelt; der monatliche Durchschnitt beträgt derzeit rund eine halbe Terawattstunde; mit mehr als 50 aktiven Unternehmen verzeichnet der Viertelstundenhandel mittlerweile so viele Marktteilnehmer wie der Stundenhandel in 2012; schließlich stellt das Viertelstundenprodukt bis zu 30 Prozent der monatlich gehandelten Mengen auf dem deutschen Intraday-Markt dar.

Zusätzlich zum kontinuierlichen Handel führte EPEX SPOT im Dezember 2014 die 15-Minuten-Eröffnungsauktion auf dem deutschen Intraday-Markt ein. Um 15 Uhr können somit in einer Auktion die 96 Viertelstunden des Folgetages gehandelt werden. Damit wird Bilanzkreisverantwortlichen eine zusätzliche Möglichkeit zur viertelstundenscharfen Bewirtschaftung von Erzeugungsrampen, Feinabstimmung von Kundenportfolien und unterständlicher Korrektur von Prognose-Abweichungen geboten. Kleineren- und mittelgroßen Unternehmen, die zuvor nicht zwangsläufig Zugang zum kontinuierlichen Intraday-Markt

besaßen, wird die Teilnahme am Flexibilitäts-Markt ermöglicht. Die neue Auktion ermöglicht zudem die Bildung eines transparenten und robusten Referenzpreises für Flexibilität, indem sie die Liquidität zu Beginn des Intraday-Prozesses bündelt ohne dabei Viertelstunden- mit Stundenprodukten zu vermengen. Die Viertelstundenauktion beruht auf dem robusten EUPHEMIA-Algorithmus, der sich in der europaweiten Day-Ahead-Marktkopplung bewährt hat und die korrekte Ausführung der Gebotsmengen garantiert.

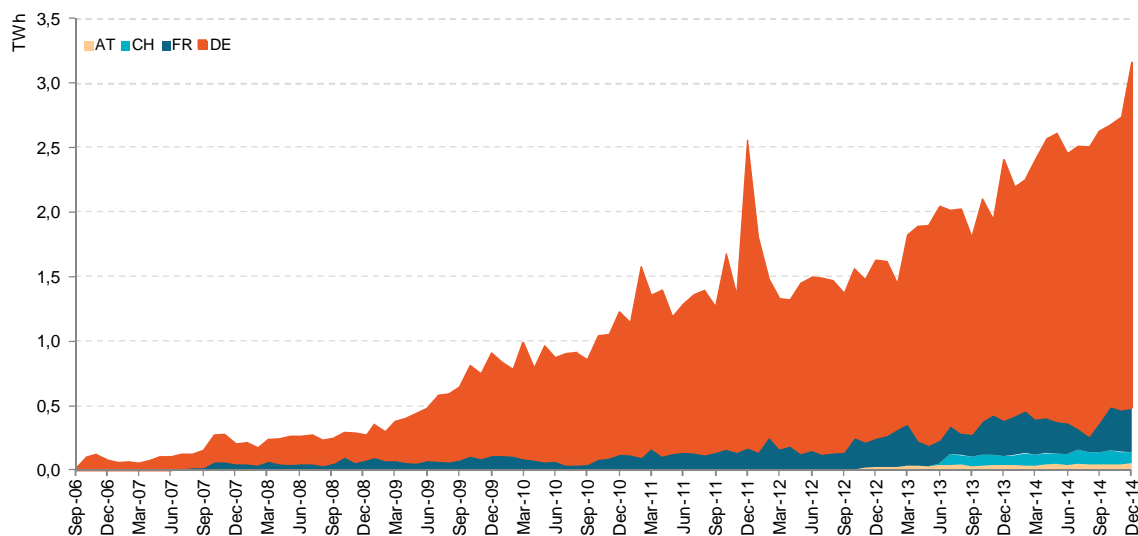


Abbildung 6: Intraday-Volumen (Quelle: EPEX SPOT)

c) Strom Terminmarkt

Auf der Ebene der Terminmärkte hat der grenzüberschreitende Handel sich in den letzten Jahren noch weiter intensiviert. Die EEX hat ihr Angebot weiter ausgebaut und ermöglicht ihren Handelsteilnehmern den Strom-Terminmarkthandel für Deutschland/Österreich, Frankreich, Italien, die Niederlande und Belgien. Die zunehmende Verflechtung dieser Märkte zeigt sich auch in der Entwicklung der Terminmarktpreise (s. Abbildung 6).

d) Ausblick: Energieunion

Ebenso hat der neue Kommissions-Präsident Jean-Claude Juncker zum Amtsantritt ein 10-Punkte Programm vorgelegt, das unter dem Begriff „Energieunion“ fünf Prioritäten identifiziert: Sicherstellung der Energieversorgung für Europa, eine weitergehende Integration der nationalen Energiemärkte, Reduzierung der Energieabhängigkeit durch den Ausbau an Erneuerbaren Energien, Reduzierung der CO₂ Emissionen aus dem Energiesektor (mithilfe einer Reform des europäischen Emissionshandelssystems durch die Einführung

einer Marktstabilitätsreserve) und dem Ausbau von Forschung und Innovation im Energiesektor.

Zudem hat die Europäische Kommission am 16. Dezember 2014 ihr Arbeitsprogramm für 2015 vorgestellt. In diesem sind ihre Schwerpunkte bezogen auf die Konkretisierung einer „Energieunion“ in Europa beschrieben. Das Aktionsprogramm ist straffer als bisherige und regt zu einer stärkeren Zusammenarbeit zwischen den einzelnen Kommissaren an, um Doppelstrukturen vorzubeugen. Wir stehen den neuen Entwicklungen positiv gegenüber und begrüßen die geplanten Vorschläge zu einer Vollendung des Energiebinnenmarktes.

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 Versorgungssicherheit innerhalb Europas ist spätestens seit der Verschärfung der Ukraine-Russland-Krise ein dominantes Thema auf der europäischen Agenda. Kommissionspräsident Juncker stellte im Juli 2014 innerhalb seines Zehn-Punkte-Plans³ klar, dass Europa zu sehr von Erdöl- und Erdgaseinfuhren abhängig sei und die Energiequellen diversifiziert werden müssen, um die hohe Energieabhängigkeit einiger Mitgliedsstaaten zu reduzieren.

Am 4. Februar 2015 begann die Europäische Kommission ihre Arbeit an der Energieunion. Sicher ist, dass die in der EU vorhandenen Quellen zur Förderung fossiler Energieträger in der Zukunft den Bedarf nicht werden decken können. Gleichzeitig gibt es für die EU in den Bereichen Erdöl und Erdgas aber nur eine begrenzte Anzahl potentieller Lieferländer, die zudem geographisch regional konzentriert sind (so genannte strategische Ellipse) und ein hohes geopolitisches Konfliktpotential aufweisen. Zudem kommt bei Erdgas erschwerend hinzu, dass die Importabhängigkeit der EU in hohem Maße gekoppelt ist an bestehende Leitungen (Pipelines).

LNG stellt grundsätzlich eine Option zur Diversifizierung der Bezugsquellen dar. Auch auf europäischer Ebene wird derzeit intensiv über möglichen Strategien diskutiert. So spricht der World Energy Outlook 2014 der Internationalen Energie Agentur davon, dass die politische Komponente um Russland die Transportform LNG vorantreiben werde. Insbesondere in Ost- und Südosteuropa gibt es derzeit Bestrebungen, mit Hilfe von Flüssiggas die Abhängigkeit von russischen Importen zu verringern. Auch in Nordeuropa gibt es entsprechende Initiativen. So haben Finnland und Estland im November 2014 beschlossen, bis 2020 eine gemeinsame LNG-Versorgung zu gewährleisten.

³ „Ein neuer Start für Europa“ http://ec.europa.eu/priorities/docs/pg_de.pdf

In Deutschland wird seit den 1970er Jahren über den Bau eines LNG-Terminals diskutiert. Dabei ist bisher der Standort Wilhelmshaven in Betracht gezogen wurden. Allerdings ist das Projekt der Deutschen Flüssigerdgas Terminal Gesellschaft (DFTG) in über 40 Jahren nicht über den Planungsstand hinaus gekommen. Derzeit ist außerdem noch am Elbehafen in Brunsbüttel ein LNG-Terminal im Gespräch, das nicht nur die Schifffahrt, sondern auch die angrenzende Industrie mit Flüssiggas versorgen könnte.

Hier wird deutlich, dass LNG einem weltweiten Wettbewerb unterliegt. Während der asiatisch-pazifische Markt zunehmend attraktiver wird, fällt der atlantische Gashandel zunehmend zurück. Zwischen 2015-2018 sind neue LNG-Exportterminal auf dem asiatischen Markt vorgesehen, die dort das Angebot erweitern sollen.⁴ Auch dem Schiefergasabbau der USA kommt eine zentrale Rolle zu, da dieser durch frei werdende Mengen den globalen Ausbau des LNG-Marktes unterstützt.

Der europäische Gasmarkt ist in einem tiefgreifenden Strukturwandel begriffen. Mehr und mehr Energieversorger kaufen ihr Erdgas über Handelsplätze am freien Markt und nicht mehr bei einzelnen Versorgern mit langfristigen Lieferverträgen mit Ölpreisbindung. Wir gehen davon aus, dass mittlerweile rund die Hälfte aller Lieferverträge auf Gasmarktpreise und nicht länger auf Fremdindices wie Öl referenzieren.

Ein vollständiger europäischer Binnenmarkt für Gas trägt nicht nur zu mehr Wettbewerb, sondern auch zur Versorgungssicherheit bei. Bisher sind zwar die meisten Gasmärkte in Europa liberalisiert und Marktregeln entsprechend harmonisiert. Eine grenzüberschreitende Integration, wie sie im Strommarkt bereits existiert, besteht im Gasmarkt jedoch noch nicht.

Bei den gegenwärtigen Diskussionen um die Frage der Versorgungssicherheit ist es uns wichtig, darauf hinzuweisen, dass die Politik nicht selbst zu einem Marktakteur werden darf. Mit Skepsis betrachten wir daher auch die Pläne der Europäischen Kommission, die Überlegungen hinsichtlich des gemeinsamen Ankaufs von Gas aufgreift. Einen solchen Eingriff in den Markt würden wir sehr kritisch gesehen.

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?

Unsere grundlegende Positionierung bleibt im Vergleich zur gemeinsamen Positionierung von EEX und EPEX im Sondergutachten der Monopolkommission 2012 unverändert. Die-

⁴ International Energy Agency, "The Asian Quest for LNG in a Globalising Market", <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/TheAsianQuestforLNGinaGlobalisingMarket.pdf>

se haben wir auch in der gemeinsamen Stellungnahme von EEX und EPEX SPOT zum Markttransparenzstellen-Gesetz eingebracht.⁵ EEX und EPEX SPOT unterstützen den Grundsatz beaufsichtigter und transparenter Energiemärkte – insbesondere da, wo eine Aufsicht nicht bereits vorhanden oder durch aufkommende Gesetzesinitiativen nicht bereits angelegt ist.

Bei der Markttransparenzstelle im Speziellen sehen wir jedoch weitere Unklarheiten, insbesondere hinsichtlich der Zielsetzung, der Zuständigkeiten und die Verantwortung für die Datenmeldung. Diese haben wir durch unsere Stellungnahme eingebracht. Darüber hinaus sollte aus unserer Sicht wichtiges Ziel sein, keine Doppelstrukturen aufzubauen, sondern vorhandene Meldewege weiter zu nutzen. Dies erfordert auch die Datenkonsistenz der verschiedenen Meldeverpflichtungen zueinander.

Mit diesem Anliegen haben wir uns auch an der öffentliche Konsultation im Zusammenhang mit der von der Bundesnetzagentur beabsichtigten Einleitung eines Festlegungsverfahrens gem. §§ 29 Abs. 1 i.V.m. § 12 Abs. 4 S. 4 EnWG zu Datenaustauschprozessen im Rahmen des Energieinformationsnetzes (Strom) beteiligt. Dies entspricht dem Wunsch der Mehrzahl der Kraftwerksbetreiber, auch zukünftig bereits angelegte Datenlieferprozesse für Melde- Veröffentlichungs- und Datenweiterleitungsprozesse nutzen zu wollen.

Besonders die Schaffung von ACER als „europäische Markttransparenzstelle“ und die Meldeverpflichtungen an diese sollten bei der Ausgestaltung der MTS beachtet werden. Deshalb begrüßen wir ausdrücklich das bisherige Vorgehen, für die Rechtsordnung zu den Berichtspflichten an die MTS zunächst die Festlegungen der REMIT abzuwarten, um hier unnötige Belastungen durch Doppelmeldungen und nicht abgestimmte Standards zu vermeiden.

EXKURS: Neue Transparenz-Plattform der EEX

Die European Energy Exchange (EEX) startete am 02. September 2014 ihre neue Transparenz-Website. Unter www.eex-transparency.com erhalten Besucher Zugang zu umfassenden Fundamentaldaten und relevanten Informationen für den Energiegroßhandel. Die Website ist eine Weiterentwicklung der bestehenden Plattform „Transparency in Energy Markets“ und beinhaltet Informationen zur Kapazität, Nutzung und Verfügbarkeit von Anlagen zur Produktion von Strom. Ab sofort sind zudem Informationen zur Speicherung von Strom und zum Verbrauch von Erdgas auf der Website verfügbar.

Im Rahmen der Verordnung „*Regulation on Market Integrity and Transparency*“ (REMIT) müssen Marktteilnehmer effektiv und rechtzeitig alle Informationen veröffentlichen, die relevant für die Preisbildung im Energiegroßhandel sind („Insider-Informationen“). Zusätzlich zu den neuen Meldungen im Rahmen der REMIT-Verordnung hat die EEX auch die bestehenden Meldungstypen überarbeitet. So werden Kraftwerksausfälle ab sofort mit

⁵ www.eex.com/download/de/12858/

Angabe des Unternehmens, der Anlage und der Einheit für diejenigen Unternehmen veröffentlicht, die dieser Offenlegung zugestimmt haben. Des Weiteren können Unternehmen auch die EEX beauftragen, Daten zur Stromproduktion im Rahmen der europäischen Transparenzverordnung an die ENTSO-E weiterzuleiten.

Auf der neuen Transparenz-Website wird die Stromproduktion für die Länder Deutschland, Österreich, Belgien und die Niederlande sowie das Marktgebiet Deutschland/Österreich abgebildet. Des Weiteren werden die Stromspeicherung für Deutschland sowie der Erdgasverbrauch für Österreich und Deutschland dargestellt.

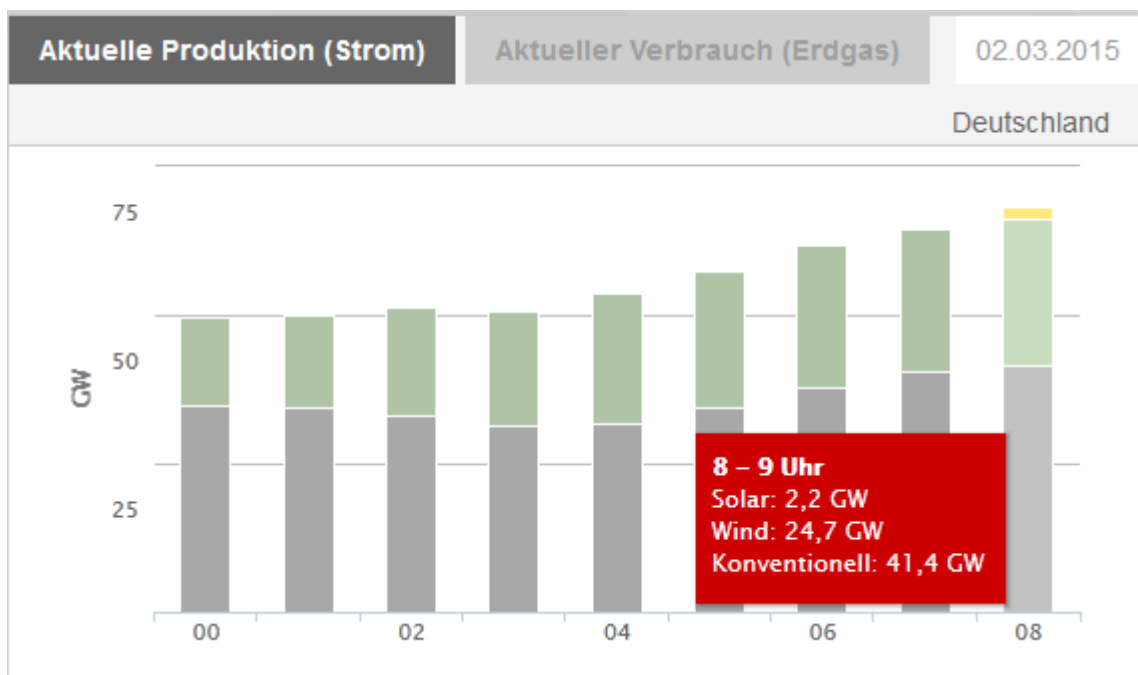


Abbildung 7: Beispiel Aktuelle Stromproduktion in Deutschland

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

Laut des Monitoringberichts der Bundesnetzagentur von 2014 haben sich die Verhältnisse für Endkunden in Deutschland weiter verbessert: Im Bereich Strom kann ein Haushaltskunde durchschnittlich zwischen 80 Anbietern wählen, im Jahr 2012 waren es noch 72. Der Bericht macht jedoch auch deutlich, dass die Anzahl der Wechsel von Haushaltskunden seit 2011 in etwa konstant geblieben ist. Im Bereich Gas beliefern in circa 90% der Netzgebiete 31 oder mehr Gaslieferanten Letztverbraucher, ein seit 2006 sich stetig positiv entwickelnder Trend. Im Vergleich zu 2012 wechselten 27% mehr Gaskunden ihren Anbieter.

Es bleibt festzuhalten, dass sich die Situation für Endkunden in Deutschland hinsichtlich ihrer Wechselmöglichkeiten in den letzten Jahren konstant verbessert hat. Deutschland

hat das Dritte Binnenmarktpaket vollständig umgesetzt und diese bietet damit einen stabilen Rahmen für die Förderung des Wettbewerbs.

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

Keine Antwort.

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

Um eine sichere und stabile Versorgung gewährleisten zu können, ist ein ausgeglichenes Angebot und Nachfrage notwendig. In dem zukünftigen Energiesystem mit einer deutlich höheren Einspeisung an Erneuerbaren Energien, muss die residuale Last von Seiten konventioneller Kraftwerke und Speicher bereitgestellt werden.

Erneuerbare Energien werden *de facto* seit Jahren in den europaweit gekoppelten Stromspotmarkt integriert. Der dynamische Ausbau der erneuerbaren Energien in Europa wird seit Jahren durch die stetige Ausweitung der Marktkopplung begleitet. Strom aus erneuerbaren Energienquellen wird somit in den gekoppelten Stromspotmarkt integriert – seit 2015 in 19 Ländern in Nord-, Süd und Zentralwesteuropa. Die gekoppelten Märkte sind weniger anfällig für tages- oder jahreszeitenabhängige Schwankungen in der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Durch die Absorption in ein deutlich erweitertes Marktgebiet, das sich weit über die rein nationalen Grenzen erstreckt, treffen erneuerbare Strommengen auf eine breite Synchronisation von Angebot und Nachfrage. Die Marktkopplung federt länderspezifische Überschüsse und Defizite ab und begrenzt dadurch die Einwirkung von erneuerbaren Energien auf die Preisbildung.

Day-ahead- und Intraday-Märkte haben sich in der ersten Phase der Energiewende grundsätzlich zur Marktintegration der erneuerbaren Energien bewährt. Vor dem Hintergrund der voranschreitenden Energiewende hat der Strommarkt laut Grünbuch „*bemerkenswerte Anpassungsleistungen gezeigt*“ und sich „*in der ersten Phase der Energiewende [...] grundsätzlich bewährt*“. Der Evaluierungsbericht der Bundesnetzagentur stellte bereits vor einigen Jahren heraus, dass die deutschen Übertragungsnetzbetreiber seit 2010 im Zuge der Ausgleichsmechanismusverordnung erfolgreich und transparent die vorhergesagte Einspeiseleistung des nach dem Erneuerbaren Energien Gesetz (EEG) geförderten Stroms an den europaweit gekoppelten Spotmärkten der EPEX SPOT vermarkten. Darüber hinaus sind die sogenannten Direktvermarkter seit Januar 2012 im Rahmen des optionalen Marktprämienmodells verstärkt selbst an der Börse aktiv.

Es ist weiterhin notwendig, den Strommarkt für die Anreizung von Flexibilität weiterzuentwickeln. Ein Schritt hierzu war die Weiterentwicklung des Intraday-Marktes zur vortägigen Auktion von Viertelstunden-Produkten. Um neue innovative Produkte sowohl an den kurzfristigen, als auch den mittelfristigen Stromhandelsmärkten etablieren zu können, muss sowohl der bestehende Strommarkt als auch der europäische Strombinnenmarkt gestärkt

werden. Daher begrüßen wir die Ankündigung, dass Deutschland und Norwegen am 10.02.2015 einen Kooperationsvertrag für das geplante Seekabelprojekt NordLink unterzeichnet haben, dass deutsche und norwegische Strommärkte miteinander verbinden und so zu mehr Versorgungssicherheit führen soll und wird.

II. Netzausbau

*Wie schätzen Sie Kosten und Nutzen sowie den Fortschritt des Ausbaus von innerdeutschen Strom- und Gasnetzen ein?
Ist der geplante Netzausbau ausreichend, um die EEG-Mengenziele der Energiewende zu verwirklichen? Sind alternative oder ergänzende Maßnahmen notwendig?*

Der Netzausbau in Deutschland und Europa wird politisch sehr kontrovers diskutiert. Die zentrale Frage ist, wie bei einem steigenden Anteil erneuerbarer Energien die Versorgungssicherheit effizient garantiert werden kann. Diese Frage stellt sich insbesondere in Deutschland, wo zunehmend Stromproduktion aus dem Norden durch Leitungen in die Verbrauchszentren im Süden transportiert werden muss. Leitungen sind die Basis für einen funktionierenden Stromhandel und die Ermittlung eines liquiden Großhandelspreises. Ein Beispiel hierfür ist der Handel in der gemeinsamen, grenzüberschreitenden Preiszone Deutschland/Österreich. Mangelnder Netzausbau bedroht potenziell das Funktionieren dieses Handels und damit die Versorgungssicherheit.

Die ambitionierten Ausbauziele für Erneuerbare sowohl auf deutscher als auch europäischer Ebene erfordern einen großflächigen Ausgleich von Angebot und Nachfrage, damit sie effizient erreicht werden können. Deshalb sollte der Netzausbau entsprechend den bestehenden Planungen durchgeführt werden. Darüber hinaus muss der Netzausbau auch am Ziel eines gemeinsamen europäischen Binnenmarkts ausgerichtet werden. Die stärkere Abstimmung und Koordinierung in diesem Bereich auf europäischer Ebene birgt großes Potenzial, die Effizienz der Stromerzeugung in Europa insgesamt zu erhöhen. Dieses Potenzial wird mit einem stärker ansteigenden Anteil Erneuerbarer in Zukunft noch zunehmen.

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

Politisch wird diskutiert, ob die aktuellen Strompreiszonen optimal zugeschnitten sind. Ein immer wieder geäußerter Vorschlag ist die Aufteilung der deutsch-österreichischen Preiszone, verbunden mit der Erwartung, dass sich dadurch Investitionsanreize für den Neubau von Kraftwerken in Süddeutschland ergäben. Eine zusätzliche Erwartung ist, dass durch eine Aufteilung die sogenannten „Ringflüsse“, d.h. ungeplante Übertragung von Strom in die osteuropäischen Nachbarländer Deutschlands, verringert werden können.

Es existieren zurzeit in Deutschland keine großflächigen Engpässe. Wo Engpässe auftreten, sind diese regional begrenzt und können aus unserer Sicht adäquat durch weiteren Netzausbau als langfristig nachhaltige Lösung zur Verhinderung zukünftiger Engpässe adressiert werden. Eine Verkleinerung existierender Preiszonen kann das Problem regio-

naler Engpässe nicht lösen, sondern verringert tendenziell die Effizienz des Redispatch und erzeugt damit höhere Kosten. In Ausnahmefällen in denen kein Netzausbau möglich ist, können weniger marktverzerrende Maßnahmen (Redispatch, verbesserte grenzüberschreitende Zusammenarbeit) angewandt werden.

Eine mögliche Verkleinerung der Preiszonen setzt Marktteilnehmer einem Risiko aus, das weder kalkulierbar noch absicherbar ist. Schon die Diskussion schafft zusätzliche Risiken und erhebliche Unsicherheit im Markt. Dies verringert potenziell auch die Investitionsanreize für den Kraftwerksneubau. Durch die Schaffung eines möglichen Präzedenzfalls könnten sich Risiken unkontrolliert auf weitere Marktgebiete ausbreiten. Verstärkt wird das Risiko für die Marktteilnehmer durch Vorschläge zur regelmäßigen Überprüfung der bestehenden Preiszonen. Eine Aufteilung hätte erheblichen Einfluss auf die Energiepreise im Süden Deutschlands und/oder Österreichs. Eine mögliche Folge wären unterschiedliche Strompreise innerhalb Deutschlands.

**EXKURS: Consentec-Studie zur Bewertung der Effizienz kleinerer Preiszonen
„An Economic Efficiency Analysis of Introducing Smaller Bidding Zones“**

Um mehr Transparenz in diese Diskussion zu bringen, haben EEX und EPEX SPOT das auf energiewirtschaftliche Fragen spezialisierte Beratungsunternehmen Consentec beauftragt, die Auswirkungen einer möglichen Aufteilung der gemeinsamen Strompreiszone Deutschland-Österreich zu untersuchen. Die Studie bewertet die Auswirkungen einer Aufteilung innerhalb Deutschlands, sowohl mit dem gegenwärtigen Stand des Netzausbaus, als auch unter Berücksichtigung des geplanten Netzausbaus. Darüber hinaus werden qualitativ die Effekte auf Liquidität, Marktmacht und Transaktionskosten bewertet.

Die Ergebnisse zeigen, dass bei gegenwärtigem Stand des Netzausbaus eine Aufteilung die Effizienz nicht erhöht. Der Senkung der Redispatch-Kosten in den neuen Preiszonen stehen ähnliche Kosten für die Bewirtschaftung des neuen Engpasses zwischen den Preiszonen entgegen. Außerdem können neue Engpässe innerhalb der Preiszonen entstehen. Für den Fall des geplanten Netzausbaus schafft eine Aufteilung erhebliche Ineffizienzen mit Kosten bis zu mehr als 100 Millionen Euro jährlich. Der Hauptgrund hierfür ist, dass die Grenze der Preiszone bei konstantem Netzausbau nie optimal gesetzt werden kann. Darüber hinaus verringert eine Aufteilung die Anreize für den Netzausbau, und schafft keine ausreichenden Anreize für den Kraftwerksneubau.

Die qualitative Analyse untermauert diese Ergebnisse. Sie zeigt, dass bei einer Aufteilung zusätzliche Ineffizienzen durch Abnahme von Liquidität, Marktmachtproblematik und Transaktionskosten entstehen.

Die vollständige Studie liegt dieser Antwort bei.

III. Kapazität

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

In der kurzen Frist gibt es derzeit im Marktgebiet Deutschland/Österreich ausreichende Kapazitäten, bzw. Überkapazitäten bei konventionellen Kraftwerken.⁶ Dazu kommen die erheblichen Kapazitäten bei Erneuerbaren. Die eigentliche Herausforderung für die Deckung des Strombedarfs liegt im voranschreitenden Systemumbau mit steigendem Anteil erneuerbarer Energien und gestiegenen Anforderungen an flexible Erzeugungskapazitäten, um die fluktuierende Erzeugung aus erneuerbaren Energien auszugleichen. Auf diese Thematik gehen wir auch in der folgenden Frage zur Notwendigkeit von Kapazitätsmärkten ein.

Sicher ist, dass eine grenzüberschreitende Betrachtung notwendig ist, um die Deckung des Strombedarfs effizient sicherzustellen. Deutschland ist keine energiepolitische Insel, sondern Teil des europäischen Stromverbundsystems. Der grenzüberschreitende Handel Deutschlands mit seinen Nachbarn in einem integrierten europäischen Markt trägt zu einem hohen Niveau an Versorgungssicherheit bei. Dies ermöglicht der auf europäischer Ebene diversifizierte Kraftwerkspark; zudem treten Spitzenlastzeiten nicht in allen europäischen Ländern gleichzeitig auf, nicht einmal in benachbarten Ländern ist dies zwingend der Fall. Im Jahr 2011 nach der Atomkatastrophe in Fukushima war es der europäische Energiebinnenmarkt, der das Einleiten der Energiewende in Deutschland erst ermöglichte, ohne dass es zu einer dauerhaft spürbaren Knappheit und zu hohen Preisen kam.

Wie beurteilen Sie die Fähigkeit von ausländischen Stromimporteuren, ausreichend Erzeugungskapazitäten in Engpasszeiten sicherzustellen?

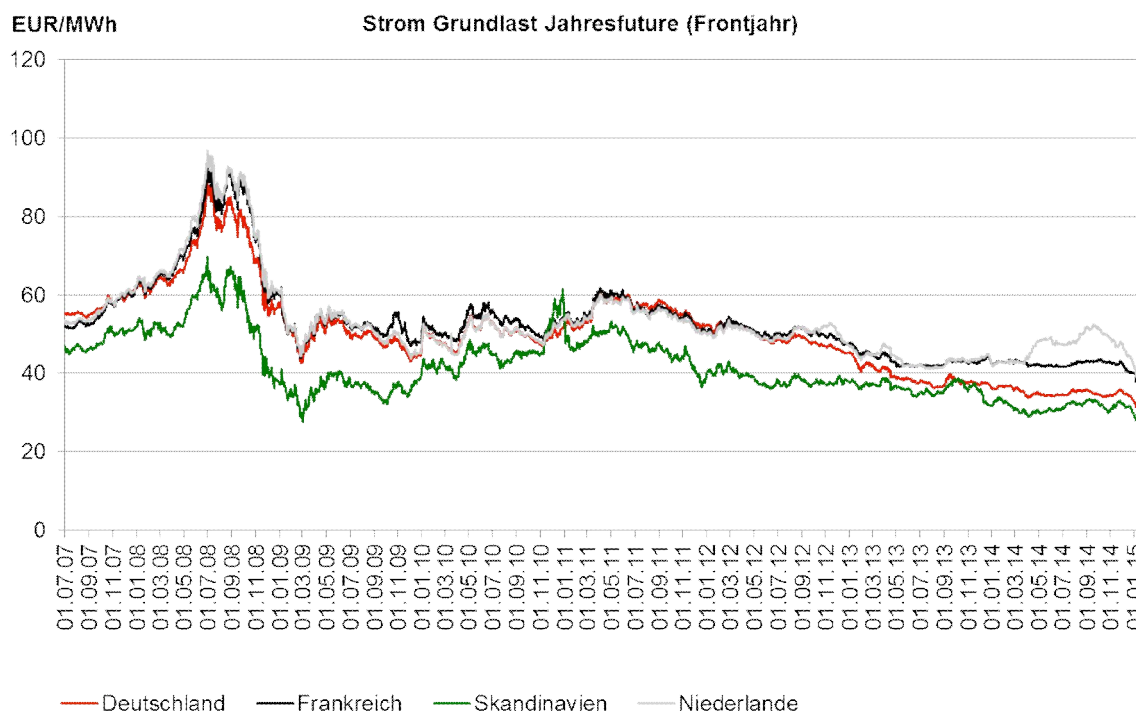
Der Energiemarkt hat sich mit der Liberalisierung zu einem Wettbewerbsmarkt entwickelt, auf dem Preise nicht staatlich reguliert, sondern durch das Zusammenspiel von Angebot und Nachfrage gebildet werden. Statt einer zentralen Steuerung des Marktes durch einen oder wenige Akteure führen dezentrale Entscheidungen vieler zu einer effizienten Allokation der Ressourcen. Wettbewerblich ausgestaltete Märkte sorgen nicht nur für eine kostenoptimale und transparente Verteilung der Ressourcen, sondern sind auch Treiber für Innovationen. Der wettbewerblich ermittelte Marktpreis fasst diese Informationen transparent zusammen.

⁶ Lokale Knappheit an Erzeugungsleistung ist nahezu ausschließlich auf verzögerten Netzausbau oder lokale Besonderheiten, wie fehlende Errichtungsflächen, zurückzuführen.

Damit ist er die Grundlage für Entscheidungen der Marktteilnehmer. Hierbei übt der kurzfristige Marktpreis am Spotmarkt eine Steuerungsfunktion für die Strommengen aus, während der Preis am Terminmarkt für Kraftwerke die langfristige Finanzierungsfunktion erfüllt. Im schon weitgehend integrierten europäischen Binnenmarkt funktionieren diese Preissignale schon heute auch grenzüberschreitend. Durch den grenzüberschreitenden Handel Deutschlands mit seinen Nachbarn beeinflusst der Marktpreis in Deutschland auch die Entscheidungen der Kraftwerksbetreiber im Ausland, und ihre Bereitschaft, Strom nach Deutschland zu importieren.

Dieser Effekt wird durch die Kopplung nationaler Strommärkte verstärkt. Durch das „Price Coupling of Regions“ (PCR) sind schon heute die Märkte von Finnland bis Portugal miteinander verbunden. Dabei wird der Einsatz verfügbarer grenzüberschreitender Übertragungskapazitäten optimiert, indem Energiemengen und Übertragungskapazität gleichzeitig und unabhängig vom nationalen Erzeugungsmix zugeteilt werden. Das Festhalten an Energieautarkie auf nationaler Ebene stellt hingegen eine ineffiziente Verwendung von Ressourcen dar.

Abbildung 8: Strom-Terminmarktpreise Europa im Vergleich



Die enge Verknüpfung der europäischen Strommärkte zeigt sich in den zusammenhängenden Terminmarktpreisen der verschiedenen europäischen Marktgebiete (siehe Abbildung 6). Die Effizienz dieses Prozesses kann weiter erhöht werden, indem die Integration des europäischen Strom-Binnenmarkts vorangetrieben und die Übertragungskapazitäten an den Grenzen ausgebaut werden. Dadurch können ausländische Stromproduzenten einen noch größeren Beitrag zur Versorgungssicherheit in Deutschland leisten, und werden

durch Synergien gleichzeitig die Gesamtkosten für die Stromerzeugung in Europa gesenkt.

Eine offene Frage in diesem Zusammenhang ist der Umgang mit nationalen Kapazitätsmechanismen, wie sie in einigen europäischen Ländern existieren. Hohe Priorität hat hierbei das Ziel, die marktverzerrenden Effekte dieser Mechanismen zu begrenzen, um die Effizienz und die Qualität des Marktpreissignals in den miteinander verbundenen europäischen Märkten nicht einzuschränken. Die EEX begrüßt hierbei ausdrücklich die bestehenden Initiativen auf europäischer Ebene, eine stärkere Koordinierung der Kapazitätsmechanismen zu erreichen. Seit 2014 sind diese auch Teil der Regulierung zu staatlichen Beihilfen.⁷

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

In Deutschland, aber auch in anderen europäischen Staaten wird derzeit über die Frage diskutiert, ob der Strommarkt in seinem heutigen langfristig in der Lage sein wird, eine sichere Versorgung mit Strom zu gewährleisten. Es wird insbesondere befürchtet, dass die Nachfrage dann nicht gedeckt werden kann, wenn diese hoch und die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien gleichzeitig gering ist. In diesen Situationen sind flexible Backup-Kapazitäten nötig, um die residuale Last decken zu können.

Der Zubau erneuerbarer Energien und bestehende (Über-)Kapazitäten bei konventionellen Kraftwerken haben zu sinkenden Preisen an der Börse und zu zunehmend fehlender Kostendeckung bei Produzenten geführt. In der Folge werden sowohl der Weiterbetrieb einzelner konventionelle Kraftwerke als auch Investitionen in neue flexible Erzeugungsanlagen zur Bereitstellung gesicherter Leistung in Frage gestellt.

Diese Entwicklung ist aber nicht Ausdruck eines nicht funktionierenden Marktdesigns, sondern in erster Linie das Ergebnis einer strukturellen Veränderung des Elektrizitätssystems. Dieser Entwicklung kann mit einer Optimierung des Strommarktes entsprochen werden, ohne dies aber grundsätzlich zu ändern oder durch völlig neue Segmente wie Kapazitätsmechanismen zu ergänzen.

Die Leitstudien und das Grünbuch des Bundeswirtschaftsministeriums nennen eine Reihe von Vorschlägen für die Optimierung des Strommarkts. Ein wesentliches Merkmal des „Strommarkts 2.0“ ist die Erschließung von Flexibilität, um die fluktuierende Erzeugung aus erneuerbaren Energien ausgleichen zu können.

EEX und EPEX SPOT werden in diesem Sinne den Strommarkt 2.0 mitgestalten indem sie passende Energiewendeprodukte entwickelt – etwa Terminprodukte zur Vermarktung von Flexibilität. Unser Ziel ist es, Flexibilität einen Preis zu geben. Nur so kann Flexibilität akti-

⁷ Guidelines on State aid for environmental protection and energy 2014-2020 (2014/C 200/01)

viert und am Markt angeboten und nachgefragt werden. Entsprechende Überlegungen haben wir in einem Konzeptpapier⁸ zusammengefasst und am 10. Februar erstmals veröffentlicht.

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

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?

Auch wenn wir überzeugt sind, dass ein Kapazitätsmechanismus in Deutschland bei entsprechender Optimierung des Strommarkts nicht notwendig ist, haben wir eine Bewertung der in der Diskussion befindlichen Modelle vorgenommen.⁹

Zusammenfassend lässt sich sagen:

- Die strategische Reserve kann kurzfristig Engpässe beheben. Als langfristiger Mechanismus hingegen erweist sie sich als ineffizient und ineffektiv.
- Der zentrale selektive Kapazitätsmarkt adressiert neben Versorgungssicherheit Sekundärziele (beispielsweise weitreichende regulatorische Eingriffe seitens der Politik und damit verbundene Eigeninteressen), wodurch Ineffizienzen entstehen. Dies lehnen wir ab.
- Der zentrale umfassende Kapazitätsmarkt ist langfristig als effektiver und effizienter zu sehen, als die strategische Reserve. Da hier jedoch ebenfalls eine Anzahl von Parametern festgelegt werden müssten, ist auch dieser Mechanismus anfällig. Zudem entsteht Marktmachtpotenzial, welchem nicht wirksam entgegengewirkt werden kann.
- In einem dezentralen Kapazitätsmarkt könnte bei ausgewogener und überlegter Ausgestaltung am besten Marktkräfte freigesetzt werden. Durch kontinuierlichen Handel und die direkte Verantwortung der Vertreiber für ihre Spitzenlast könnte zu effizienten Resultaten führen.

Sollte es aufgrund einer politischen Entscheidung zur Einführung eines Kapazitätsmechanismus kommen, wäre aus unserer Sicht ein dezentraler Kapazitätsmarkt am effizientesten. Eine langfristige strategische Reserve oder einen selektiven zentralen Kapazitätsmarkt hingegen halten wir dagegen für ineffizient.

⁸ „Konzeptpapier Energiewendeprodukte“, www.eex.com/download/de/84588/

⁹ Positionspapier „Notwendigkeit und Design von Kapazitätsmechanismen“, www.eex.com/download/de/69016/

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

Grundsätzlich sehen wir auf europäischer Ebene – noch weniger als bei bloßer Betrachtung Deutschlands – keine Notwendigkeit für die Einführung von Kapazitätsmechanismen. Im Gegenteil: Neben einer Optimierung des Strommarkts trägt gerade ein integrierter Binnenmarkt selbst maßgeblich zur Versorgungssicherheit bei. Bisher hat sich die Europäische Kommission darauf konzentriert, Empfehlungen für die Ausgestaltung nationaler Kapazitätsmechanismen zu geben.¹⁰ Dabei hat sie folgende Kriterien für die Einführung von Kapazitätsmechanismen definiert: (November 2013):

- Bevor über Kapazitätsmechanismen entschieden wird, sollten Regierungen eine Analyse der Ursachen für unzureichende Erzeugung durchführen
- Sie sollten alle Störungen ausräumen, die den Markt davon abhalten können die richtigen Anreize zu setzen für Kapazitätsinvestitionen. Gründe können sein: regulierte Preise, hohe Subventionen für Erneuerbare.
- Sie sollten ebenfalls sicherstellen, dass Produzenten von Erneuerbarer Energie auf Marktsignale reagieren und Flexibilität auf der Nachfrageseite unterstützen.
- Alle Back-up Kapazitätsmechanismen sollten nicht mit dem Ziel des nationalen Marktes entworfen werden, sondern die europäische Perspektive im Blick haben.

Diese Kriterien finden unsere volle Zustimmung und sind eine gute Grundlage, um diesen Prozess stärker europäisch zu gestalten. Wir sind daher auch der Meinung, dass bei deren konsequenter Umsetzung eine Optimierung des Strommarkts möglich und die Einführung von Kapazitätsmechanismen letztlich nicht nötig ist.

¹⁰ Generation Adequacy in the internal electricity market – guidance on public interventions. Commission Staff Working Document SWD2013(438)

IV. Fördersysteme

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

Das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) in seiner heutigen Form hat effektiv zu einem starken Zubau einer Vielzahl unterschiedlicher Technologien zur Erzeugung regenerativen Stroms in Deutschland geführt. Die seit 2012 im EEG verankerte Möglichkeit der Direktvermarktung hat es zudem ermöglicht, dass regenerativ erzeugte elektrische Energie („Erneuerbare Energien“) in großem Umfang aktiv vermarktet und somit näher an den Markt herangeführt werden konnte.

Die mit dem EEG erreichte breite Technologiebasis ist erforderlich, um die Ausbauziele im aktuellen Energiekonzept der Bundesregierung erreichen zu können: Über 35% im Jahr 2020 und 50% im Jahr 2030 sollen 2050 schließlich 80% des Stromverbrauchs in Deutschland durch Erneuerbare Energien gedeckt werden. Die Ausbauziele werden durch den aktuellen Koalitionsvertrag von CDU, CSU und SPD bestätigt und weiter konkretisiert.

Zur Weiterentwicklung des EEG haben EEX und EPEX SPOT in ihrem gesamten Positionspapier Stellung bezogen¹¹. Wir begrüßen eine kontinuierliche Weiterentwicklung des heutigen EEG hin zu einer verpflichtenden Direktvermarktung mit marktgerechter Festlegung der Förderhöhe. Die Weiterentwicklung sollte sich an zwei Kernmerkmalen ausrichten:

- **Grenzkostenbasierte Marktintegration Erneuerbarer Energien:** Vermarkter von EEG-Strom bieten diesen zu Grenzkosten an. Dabei ist die Höhe der Grenzkosten nebensächlich; insbesondere führen Grenzkosten von Null, wie bei Wind, zu Geboten zum Preis von Null.
- **Ex-ante Ermittlung der Fördersummen über einen wettbewerblichen Mechanismus:** Dies stellt sicher, dass die Kosten der Förderung Erneuerbarer Energien so hoch wie nötig, aber so niedrig wie möglich sind.

Der erste Punkt adressiert die Struktur der Auszahlungen, während der zweite Punkt die Höhe der Auszahlungen an EEG-Anlagen betrifft. Die Fördermechanismen für Erneuerbare Energien sollten so weiterentwickelt werden, dass diese zwei Ziele erreicht werden. Zudem sollte eine Kostenkontrolle ermöglicht werden, beispielsweise über eine Begrenzung des Förderbudgets für Erneuerbare Energien. Bei gleichzeitiger Festlegung eines Ausbaupfads oder -korridors wird eine langfristige Planungssicherheit für alle Marktakteure möglich.

¹¹ www.eex.com/download/de/68138/

EEX und EPEX SPOT begrüßen die Einführung der Direktvermarktung. Dadurch reagieren erneuerbare Energien auf das Marktpreissignal und nehmen am Wettbewerb teil. Derzeit nutzt mehr als die Hälfte der installierten erneuerbaren Leistung das Marktprämienmodell, insbesondere Windanlagen. Die Direktvermarktung kann eigenmächtig geschehen oder über einen Dienstleister, der oft auch Dienstleistungen im Bereich der Betriebsführung, Portfolioanalyse, Prognose oder Wartung anbietet. Im Gegensatz zum „*produce-and-forget*“ Ansatz der festen Einspeisevergütung orientiert sich das Verhalten der Direktvermarkter vermehrt am Referenzpreis der Börse. Die stündliche – und vermehrt viertelstündliche – Schwankung des Börsenpreises reizt Direktvermarkter dazu an, ihre Abweichungen möglichst effizient zu bewirtschaften. Gerade in Zeiten negativer Preise kommt der Anreiz des börslichen Referenzpreises verstärkt zum Tragen, Direktvermarkter limitieren in diesen Fällen ihre Gebote. Dies geht u.a. aus den aggregierten Preiskurven der EPEX SPOT Day-Ahead-Auktion hervor.



Abbildung 9: Aggregierte Gebotskurven, 16/02/2014, Stunde 06-07

(Quelle: EPEX SPOT)

Im politischen Prozess zur EEG-Reform sind große Wechselwirkungen zwischen deutscher und europäischer Gesetzgebung zu beobachten gewesen. Die Strombörsen begrüßen die enge Abstimmung mit den europäischen Regelungen ausdrücklich. Hierdurch wird nicht nur Europarechtskonformität erreicht, sondern trägt dieser Prozess auch zu einer stärkeren Harmonisierung der europäischen Fördersysteme bei. Beispiele hierfür sind die europaweit verpflichtende wettbewerbliche Ermittlung der Förderhöhe von Erneuerbaren, und die schrittweise Öffnung dieser Verfahren für Teilnehmer aus dem Ausland.

Von einer stärkeren Koordinierung und den damit verbundenen Effizienzgewinnen für die Stromerzeugung können am Ende auch die Verbraucher profitieren. Sie ist auch eine Grundlage, um in Zukunft die gesamten Fördersysteme schrittweise stärker grenzüberschreitend zu öffnen. Ein erstes erfolgreiches Projekt existiert seit mehreren Jahren mit dem gemeinsamen schwedisch-norwegischen Fördersystem für Erneuerbare. Die intensive Diskussion um den Fall der Åland-Inseln vor dem Europäischen Gerichtshof im Sommer 2014 (Fall C-573/12) zeigt, dass es für die Fortsetzung dieses Prozesses auch großes Interesse im Markt gibt.

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

Die EEX begrüßt ausdrücklich den Übergang zu Ausschreibungen zur wettbewerblichen Ermittlung der Förderhöhe. Die Durchführung von Auktionen als transparenter und diskriminierungsfreier Marktmechanismus stellt sicher, dass die Vergütungssätze so hoch wie nötig und gleichzeitig so niedrig wie möglich sind. So liefern sie ökonomisch effiziente Marktergebnisse und einen Bieterwettbewerb, da es in Deutschland eine Vielzahl potenzieller Akteure/Investoren gibt.

Folgende Kernkriterien sind aus Sicht der EEX entscheidend für die erfolgreiche Durchführung der Auktionierung:

- Definition von Akteursvielfalt und hoher Realisierungsrate als wichtige Teilziele für den Prozess. Dies kann durch niedrige Präqualifikationskriterien sichergestellt werden, die die Partizipation an den Auktionen maximieren. Eine hohe Realisierungsrate kann durch angemessene Strafzahlungen erreicht werden.
- Im Sinne ökonomischer Effizienz unterstützen wir eine Uniform-Pricing-Regelung (Pay-as-Cleared), weil Akteure so ihre wahren Kosten bieten. Bei Pay-as-Bid sehen wir die Gefahr, dass systematisch versucht würde, den Marktpreis abzuschätzen und entsprechend zu bieten.
- Um eine hohe Realisierungsrate zu erreichen, wäre es denkbar, quartalsweise zu verauktionieren und ggf. frei gebliebene Mengen in die jeweils folgende Auktion zu übernehmen.
- Da es sich um ein wettbewerbliches Instrument handelt, bietet sich eine Durchführung an einem Marktplatz an. EEX könnte Infrastrukturdienstleister für Auktion sein. Vorteile wären der öffentlich-rechtliche Status und entsprechende Aufsicht, Anerkennung als neutraler und zentraler Ort und das Sicherstellen der notwendigen Transparenz.

Darüber hinaus unterstützen wir ein Vorziehen des Beginns des Auktionsverfahrens. Der für Mitte 2016 vorgesehene Auktionsbericht sollte schon Ende 2015 vorgelegt werden, um das politische Ziel der vollumfänglichen Durchführung von Ausschreibungen bis zum Jahr 2017 zu erreichen. Außerdem sollte mindestens entsprechend der europarechtlichen Anforderungen die grenzüberschreitende Öffnung von Anfang an miteinbezogen werden. Ein Anfangspunkt hierfür wäre eine Koordinierung mit den Nachbarländern, insbesondere der CWE-Staaten und Österreich. Ein gemeinsames Vorgehen bei der Ausschreibung von neuen Anlagen wäre eine Möglichkeit, um dies umzusetzen.

KONTAKT

Timo Schulz
Political & Regulatory Affairs
Tel.: +49 341 2156 273
timo.schulz@eex.com

Patrick Adigbli
Head of Public Affairs
Tel.: +33 1 73 03 61 61
p.adigbli@epexspot.com

European Energy Exchange AG
Augustusplatz 9
DE-04109 Leipzig
www.eex.com

EPEX SPOT SE
5 boulevard Montmartre
FR-75002 Paris
www.epexspot.com

Über die EEX:

Die European Energy Exchange (EEX) ist die führende europäische Energiebörse. Sie entwickelt, betreibt und vernetzt sichere, liquide und transparente Märkte für Energie und energienahe Produkte, an denen Strom, Erdgas, CO₂-Emissionsberechtigungen, Kohle und Herkunftsnachweise gehandelt werden. Im Zuge ihrer Mehrheitsbeteiligung an der Cleartrade Exchange (CLTX) bietet die EEX zudem die Märkte für Fracht, Eisenerz, Schiffsdiesel und Dünger an. Clearing und Abwicklung aller Handels-geschäfte übernimmt das Clearinghaus European Commodity Clearing (ECC). EEX ist Mitglied der Eurex Group.

Über die EPEX SPOT:

Die Europäische Strombörse EPEX SPOT SE betreibt die Strom-Spotmärkte für Deutschland, Frankreich, Österreich und die Schweiz (Day-Ahead und Intraday). Diese Länder machen zusammen mehr als ein Drittel des europäischen Stromverbrauchs aus. Zudem ist EPEX SPOT Dienstleister der ungarischen Strombörse HUPX und betreibt im Auftrag der lokalen Börsen die Kopplung der Märkte der Tschechischen Republik, der Slowakei, Ungarn und Rumäniens. Sie ist eine Gesellschaft europäischen Rechts (Societas Europaea) mit Sitz in Paris und Niederlassungen in Leipzig, Bern und Wien. Über 220 Unternehmen aus Europa sind an der EPEX SPOT aktiv. 382 TWh wurden im Jahr 2014 auf den Märkten der EPEX SPOT gehandelt.