



Stellungnahme der
European Energy Exchange AG
und der Powernext SA

zur Anhörung der Monopolkommission zur Vorbereitung eines Sondergutachtens zur Wettbewerbsentwicklung im Energiesektor gemäß §62 EnWG

Datum **25. April 2017**

Ort **Leipzig/Paris**

Dokumentversion **1.0**

1. Vorbemerkung

Die European Energy Exchange AG (EEX) und Powernext SA nehmen sehr gerne die Gelegenheit wahr, zu den von der Monopolkommission gestellten Fragen zur Entwicklung des Elektrizitätsmarktes Stellung zu nehmen und somit zur Erstellung des Sondergutachtens gemäß § 62 Abs. 1 EnWG beizutragen.

Gerne antworten die EEX und Powernext auf Frage 7 des Kapitels I Netzregulierung und Konzessionsvergabe, die Fragen 8-13 des Kapitels II Großhandelsmärkte sowie die Fragen 20-22 und 24-25 des Kapitels IV Minderung von CO₂-Emissionen und Förderung Erneuerbarer Energien.

Wir möchten an dieser Stelle zudem auf die Stellungnahme der EPEX SPOT zum Fragebogen der Monopolkommission verweisen.

Wir hoffen, Ihnen mit unserer Stellungnahme die notwendige Unterstützung zu geben und stehen Ihnen für weitere Fragen gerne zur Verfügung.

Über EEX

Die European Energy Exchange (EEX) ist die führende europäische Energiebörse. Sie entwickelt, betreibt und vernetzt sichere, liquide und transparente Märkte für Energie- und Commodity-Produkte. An der EEX werden Kontrakte auf Strom, Kohle und Emissionsberechtigungen sowie Fracht- und Agrarprodukte gehandelt oder zum Clearing registriert. Zur EEX-Gruppe gehören weiterhin EPEX SPOT, Powernext, Cleartrade Exchange (CLTX) und Gaspoint Nordic. Clearing und Abwicklung der Handelsgeschäfte übernimmt das Clearinghaus European Commodity Clearing (ECC).

Über Powernext und Pegas

Powernext ist ein regulierter Markt unter Aufsicht der AMF. Powernext steuert die Gasaktivitäten der EEX-Gruppe unter der Marke PEGAS innerhalb Europas und betreibt das nationale Register für Herkunftsnachweise in Frankreich.

2. Beantwortung der Fragen

I. Netzregulierung und Konzessionsvergabe

Frage 7) Wie beurteilen Sie die Verlängerung des Konvertierungsentgelts von H-Gas nach L-Gas durch den jüngsten Beschluss der Bundesnetzagentur zur Abänderung der Konni Gas?

Durch einen Beschluss der Bundesnetzagentur (BNetzA) in 2012 („Konni Gas“) wurde festgelegt, dass das Konvertierungsentgelt zum 1. Oktober 2016 abgeschafft werden sollte. Jedoch haben die Marktgebietsverantwortlichen (MGV) seitdem eine verstärkte Nutzung und einen unerwartet starken Anstieg der Kosten für die kommerzielle Konvertierung von H-Gas zu L-Gas festgestellt. Dieser Kostenanstieg ist insbesondere durch die großen Preisunterschiede zwischen L-Gas-Einkauf und H-Gas-Verkauf bei der kommerziellen Konvertierung durch den MGV NCG im eigenen Marktgebiet begründet.

Als Reaktion hat die BNetzA in 2016 mit Konni Gas 2.0, entgegen des eigenen Beschlusses von 2012, entschieden, das Konvertierungsentgelt auf unbestimmte Zeit zu verlängern und diese Zusatzkosten durch die Nutzer der Qualitätskonvertierung von H-Gas zu L-Gas tragen zu lassen.

Das Konvertierungsentgelt deckt, zusammen mit der Konvertierungsumlage, die Konvertierungskosten der MGV. Jedoch werden diese, für die Zeit nach Oktober 2016 unerwarteten, Zusatzkosten für das Konvertierungsentgelt ausschließlich von den Marktteilnehmern in den deutschen L-Gas Marktgebieten getragen, welche diese dann kurz- bis mittelfristig an die Endkunden und Endverteiler in den L-Gas Marktgebieten weiterreichen. Dadurch wird der Wettbewerb in den beiden L-Gas Marktgebieten der MGV, im Vergleich zu den beiden deutschen H-Gas Marktgebieten und insbesondere im Vergleich zum qualitätsübergreifenden niederländischen Marktgebiet nachhaltig zu Lasten der deutschen Endverbraucher im L-Gas Marktgebiet weiter geschwächt.

Die Verlängerung des Konvertierungsentgelts ist zumindest eine einfache und wirksame regulatorische Option zum Weiterreichen von unerwarteten Konvertierungskosten des MGV, die aus Sicht von Powernext jedoch keinerlei Einfluss auf die Verfügbarkeit von L-Gas für Deutschland hat.

Trotz ex-ante Deckelung des Konvertierungsentgeltes gibt es bei Konni Gas 2.0 eine Ausnahmeregelung, die es dem MGV erlaubt, das Konvertierungsentgelt bei Bedarf kurzfristig über die Obergrenze anzuheben. Für die Marktteilnehmer ist dadurch keine Planbarkeit gegeben und es entstehen Liquiditätsrisiken, die sich nicht oder nur mit Zusatzkosten absichern lassen. In funktionierenden Märkten sind Planbarkeit und das Vertrauen in eine nachhaltige Regulierung jedoch

elementar. Sollte das Konvertierungsentgelt beibehalten werden, dann wäre aus Sicht von Powernext eine wirklich feste Obergrenze ohne weitere Ausnahmeregelungen empfehlenswert.

Die Kosten für die Qualitätskonvertierung sind von vorübergehender Natur. Im Zuge der Markt- raumumstellung sollten bis 2030 alle Nutzer von L-Gas auf H-Gas umgestellt werden.

Weitere Informationen gibt es in den Powernext/PEGAS Stellungnahmen im Rahmen des Konsul- tationsverfahrens zur Änderung von Konni Gas: <http://www.pegas-trading.com/blob/49118/93d6fb5a77769380fe2315feb0bbb80a/20160502-pegas-response-bnetza-german-data.pdf>

II. Großhandelmärkte

Frage 8) Wie sollte der europäische Energiebinnenmarkt aus Ihrer Sicht strukturiert sein? In- wieweit sollte es zu einer Zusammenlegung oder Trennung von Gebotszonen kom- men? Welche Konsequenzen hätte das Vorhaben einer Aufteilung der deutsch- österreichischen Strompreiszone aus Ihrer Sicht?

Europa ist die richtige und notwendige Dimension für Strom. Um Marktverzerrungen und regulato- rische Schief lagen zu vermeiden, müssen europäische, regionale und nationale Energiepolitik im Einklang miteinander stehen.

Zielvision für 2030 und darüber hinaus muss ein effizienter Strombinnenmarkt sein. Für einen sol- chen identifizieren wir drei Standbeine:

1. Koordination durch ein starkes Marktpreissignal und die Referenzwirkung des Marktpreises

Der Strompreis ist das zentrale Steuerungssignal für die Allokation von Erzeugung und Verbrauch auf dem Strommarkt. Er ist Bezugsgröße für kurzfristige Einsatz- und langfristige Investitionsentscheidungen. Mit steigendem Bedarf an Steuerung und Koordination durch die zunehmende Anzahl an dezentralen Erzeugungsanlagen sowie der zunehmenden Volatilität der Einspeisung in Folge des Ausbaus der erneuerbaren Energien, ist ein starkes und unverzerrtes Marktpreissignal unverzichtbar.

Je weniger das Strompreissignal durch gesonderte Preiskomponenten verzerrt wird, desto näher rückt das resultierende Marktergebnis an das effiziente Marktergebnis heran und desto effektiver können Verbraucher ihr Nachfrageverhalten am Marktpreis ausrichten und Flexibilitätspotenziale aktiviert werden.

Ist das Ziel die Erreichung der CO₂-Reduktionsziele, entfaltet der Strompreis darüber hinaus Referenzwirkung für andere Sektoren. Technologische und infrastrukturelle Innovationen und Anpassungsprozesse, man denke hier zum Beispiel an Power to X, erlauben nicht nur kosteneffiziente Beschaffungsstrategieoptimierung von substitutiven Rohstoffen, sondern internalisieren bei einer zunehmenden Elektrifizierung anderer Sektoren sektorenübergreifend externe Effekte. Um die Effizienzpotenziale aus einer Kopplung der Sektoren weitreichend erschließen zu können bedarf es eines starken Marktpreissignals, das als Koordinationsinstrument der Energiesystemtransformation auftritt.

2. Große und liquide Preiszonen über nationale Grenzen hinweg.

Große Preiszonen sind die Basis für gut funktionierende und liquide Strommärkte mit hohem Wettbewerb. Große Marktgebiete mit vielen Marktteilnehmern reduzieren das Risiko von Marktmacht und erhöhen den Wettbewerb. Die als Folge der erhöhten Liquidität reduzierten Transaktionskosten (durch z. Bsp. geringere Bid-Ask-Spreads) erleichtern neuen und kleineren Marktakteuren den Zugang zum Großhandelsmarkt, reduzieren Markteintrittsbarrieren und erhöhen damit wiederum die Liquidität.

Darüber hinaus sind große Preiszonen die effizienteste Lösung für die Integration des steigenden Anteils erneuerbarer Energien in den Markt, da sie die Möglichkeit schafft, Angebot und Nachfrage großflächig effizienter auszugleichen. Der Versuch der Europäischen Kommission, mit dem *Clean Energy Package for all Europeans* eine Harmonisierung nationaler Energiepolitiken voranzutreiben, ist insbesondere mit Blick auf die stark variierenden Fördermechanismen für erneuerbarer Energieerzeugung ein entscheidender Beitrag zur Integration und Kopplung verschiedener Marktgebiete. Darüber hinaus liegt die Basis für einen europäischen Energiebinnenmarkt jedoch in einem entschiedenen Netzausbau.

Die deutsch-österreichische Preiszone ist das Paradebeispiel für einen funktionierenden und liquiden Markt. Sie bietet die höchste Liquidität in Europa und setzt den Referenzpreis weit über ihre Grenzen hinaus. Mehrere Studien haben die negativen Auswirkungen einer Teilung der Preiszone bestätigt – niedrigere Liquidität, Fragen der Marktmacht und hohe Transaktionskosten. Diese werden auf jährlich 100 Mio. Euro beziffert, und die tatsächlichen Kosten wären weitaus höher (u.a. Consentec im Auftrag von EEX/EPEX SPOT).¹ Eine Teilung würde wesentliche Errungenschaften der Liberalisierung der Strommärkte in Frage stellen – vor allem das starke Marktpreissignal.

Im Falle einer Änderung der Preiszone muss ein solcher Prozess transparent sein und den Markt einbeziehen. Vor allem die Auswirkungen der Anpassung der Preiszone auf den Terminmarkt (mehr als 25 Mrd. Euro Open Interest) müssen dabei berücksichtigt werden. Marktakteure benötigen Klarheit über den Prozess, die Entscheidungsfindung und die zeitlichen Dimensionen möglicher Änderungen, um die Liquidität zu erhalten.

Die Bundesnetzagentur hat Ende 2016 angekündigt, dass die deutschen Übertragungsnetzbetreiber bis zum 3. Juli 2018 Vorbereitungen treffen sollen für die Einführung eines Engpassmanagements an der deutsch-österreichischen Grenze. Sollte das Engpassmanagement dann tatsächlich operationell angewendet werden, so bedeutet das eine de-facto Teilung der gemeinsamen Preiszone. Auch wenn die EEX diese Entscheidung für falsch hält, so führt sie zurzeit finanzielle Stromfutures für Deutschland ein und reagiert damit auf eine mögliche Trennung der Preiszone Deutschland/Österreich. Die neuen Phelix-DE-Futures stehen ab dem 25. April 2017 im Handelssystem zum börslichen Handel sowie zur Trade Registration zur Verfügung. Die neuen Phelix-DE-Futures werden zusätzlich zu den bestehenden Phelix-DE/AT-Futures zum Handel eingeführt. Die neuen Produkte bieten zusätzliche Absicherungsmöglichkeiten gegen zukünftige Preisrisiken und einen lokalen deutschen Day-Ahead Auktionspreis im Falle der Aufteilung der deutsch/österreichischen Preiszone. Die EEX wird weiterhin sämtliche Phelix-DE/AT-Kontrakte, die Referenzwerte für den europäischen Strom-Terminmarkt darstellen, zum Handel anbieten und weiterhin zur Entwicklung der Liquidität dieser Produkte beitragen. Die Auswirkungen der Einführung der deutschen Stromfutures auf die Liquidität der Phelix-DE/AT-Kontrakte gilt es aufmerksam zu verfolgen.

3. Volle Integration Erneuerbarer zur Vermeidung von Preisverzerrungen

Mit einer zunehmenden Elektrifizierung des Energiesystems wird das Preissignal am Strommarkt zum zentralen Steuerungselement für die Energiewende. Entsprechend ist die freie Preisbildung als Signal für die Marktakteure von zentraler Bedeutung. Durch die bisherige Förderpraxis erneuerbarer Energien wurde die Aussagekraft des Preissignals teilweise eingeschränkt. Mit zunehmender Direktvermarktung der Erneuerbaren an der Börse hat das Preissignal aber wieder an Qualität gewonnen. Damit ist sichergestellt, dass der Marktpreis seine Signalwirkung entfalten kann.

¹ <https://www.eex.com/blob/7412/97dfe4307af0ded860ba2c0e3ffb1e99/20150213-consentec-eex-bidding-zones-data.pdf>

Frage 9) Welche Erwartungen haben Sie an den Leitfaden des Bundeskartellamts zur Anwendung der Missbrauchsaufsicht im Stromgroßhandel? Bei welchen Aspekten besteht aus Ihrer Sicht das größte Potenzial zur Klärung durch den Leitfaden?

Mit dem im Juli 2016 verabschiedeten Strommarktgesetz hat sich der deutsche Gesetzgeber für einen Strommarkt 2.0 entschieden. Das Strommarktgesetz stellt die Bedeutung des Preissignals als zentrales Steuerungselement des wettbewerblichen Strommarktes in den Vordergrund. Die freie Preisbildung ohne politische oder regulatorische Eingriffe beziehungsweise ohne Bestimmung von Preisober- oder -untergrenzen ist dafür eine wesentliche Voraussetzung, die sowohl von der Bundesregierung als auch vom Bundeskartellamt (BKartA) befürwortet wird.

Die EEX begrüßt ausdrücklich die mit dem Strommarktgesetz verbundene politische Grundsatzentscheidung, verstärkt auf den Wettbewerb und die Steuerungswirkung des Marktpreissignals zu setzen. Dazu gehören auch Preisspitzen in Knappheitssituationen, um kurzfristig die richtigen Signale zur Synchronisation von Angebot und Nachfrage zu setzen und langfristig Investitionen in neue und flexible Erzeugungskapazitäten anzureizen.

Gleichwohl war bereits in dem intensiven Dialogprozess von Grün- und Weißbuch erkennbar, dass bei Marktteilnehmern erhebliche Unsicherheit darüber besteht, wie Preisspitzen im Strommarkt und damit verbunden das individuelle Gebotsverhalten in Knappheitssituationen politisch und regulatorisch zu bewerten sind. Das BKartA hat bereits im Weißbuchprozess diese Bedenken aufgenommen und die Erstellung eines Leitfadens vorgeschlagen, um dieser Unsicherheit zu begegnen. Insofern begrüßen wir es ausdrücklich, dass das BKartA sich in Vorbereitung der Erstellung dieses Leitfadens mit einer Konsultation an die Marktteilnehmer gewendet hat.

Dennoch sehen wir trotz des angekündigten Leitfadens die Gefahr, dass weiterhin Unsicherheit bei den Marktteilnehmern bestehen bleibt. So umfasst die Konsultation zum Leitfaden nur kartellrechtliche Fragen, keine Fragen zur Bewertung von Preisspitzen/Knappheitspreisen im Rahmen von REMIT², obwohl als Ziel ein gemeinsamer Leitfaden von BKartA und Bundesnetzagentur (BNetzA) genannt wird. Daher erachten wir es als dringend geboten, hier eine Gesamtbetrachtung vorzunehmen. Nur so lassen sich Unsicherheiten beseitigen und das nötige Vertrauen der Marktteilnehmer in eine politisch und regulatorisch gewährleistete freie Preisbildung herstellen.

Die von Andreas Mundt in seinem Beitrag „[Kartellrechtsaufsicht im Strommarkt 2.0](#)“ vom 10.03.2017 gemachten Ausführungen zu einzelnen Aspekten eines künftigen Leitfadens haben zu einer ersten Konkretisierung der möglichen Ausgestaltung des Leitfadens beigetragen, so bei-

² Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarkts.

spielsweise zur Definition von marktbeherrschender Stellung. Wir regen dennoch für den weiteren Prozess an, dass BKartA und BNetzA einen gemeinsamen Workshop mit den Marktvertretern durchführen, um möglichst alle Fragen zur Missbrauchsaufsicht zu klären. Zumindest aber sollte ein etwaiger gemeinsamer Entwurf eines Leitfadens vor dessen offizieller Fertigstellung und Veröffentlichung erneut den Marktakteuren zur Konsultation vorgelegt werden.

An dieser Stelle verweisen wir auf die Stellungnahme der EEX zur Konsultation des Bundeskartellamts zur Erstellung eines Leitfadens für die kartellrechtliche Missbrauchsaufsicht in der Stromerzeugung: <https://www.eex.com/blob/53216/14969a01758becd8ba39994205e20505/20160531-eex-stellungnahme-bkarta-leitfaden-preisspitzen-data.pdf>

Frage 10) Was sollte das Bundeskartellamt in seinem Vorgehen bei der Missbrauchsaufsicht vor allem beachten, um einer zu geringen Kontrollintensität vorzubeugen? Wie schätzen Sie die zukünftige Wettbewerbsintensität im Stromgroßhandel ein?

Die Untersuchungen des Bundeskartellamtes haben ergeben, dass die Marktmacht der größten Stromerzeugungsunternehmen in den letzten Jahren deutlich abgenommen hat. Im Jahr 2015 betrug der kumulierte Marktanteil der vier größten Stromerzeuger auf dem Stromerstabsatzmarkt 69,2 Prozent. (Vgl. BNetzA Monitoringbericht 2016, S.22).

Große und liquide Marktgebiete, die in Deutschland und Europa bestehenden Überkapazitäten an Erzeugungskapazitäten und verbesserte Stromimportmöglichkeiten in Folge der fortschreitenden Marktkopplung tragen weiter dazu bei den Wettbewerb auf dem Strommarkt zu erhöhen.

Funktionierende Großhandelsmärkte sind von grundlegender Bedeutung für den Wettbewerb im Elektrizitätsbereich. Spotmärkte und Terminmärkte sind entscheidend für die Deckung des kurz- wie längerfristigen Elektrizitätsbedarfs der Versorger und langfristige Investitionsentscheidungen. Neben dem bilateralen Großhandel ("over-the-counter"-Handel, "OTC") erfüllen Strombörsen eine zentrale Funktion. Sie schaffen einen verlässlichen, transparenten und diskriminierungsfreien Handelsplatz und liefern zugleich wichtige Preissignale für Marktteilnehmer.

Ausreichende Liquidität, also ein hinreichendes Volumen auf Angebots- und Nachfrageseite, verbessert die Markteintrittsmöglichkeiten für neue Anbieter und erhöht dadurch wiederum den Wettbewerb. Begünstigt wird dies durch große Marktgebiete mit vielen Marktteilnehmern. Das Paradebeispiel dafür ist die deutsch-österreichische Preiszone.

Parallel zur Reduzierung der Marktmacht der größten deutschen Stromerzeugungsunternehmen haben die Stromgroßhandelsmärkte in den letzten Jahren einen erheblichen Zuwachs der gehandelten Volumina aufgewiesen.

Insgesamt wurde 2016 an den Spot- und Terminmärkten der EEX für Strom ein Rekordvolumen von 4.455,6 TWh umgesetzt (2015: 3.061,2 TWh), was einer Steigerung von 46 Prozent zum Vorjahr entspricht. Dieses Volumen beinhaltet die Märkte der EEX, EPEX SPOT, der serbischen Strombörse SEEPEX und der Prager Power Exchange Central Europe (PXE), die seit Juni 2016 ein Teil der Gruppe ist und damit das Angebot der EEX-Gruppe unmittelbar um die osteuropäischen Strommärkte erweitert.

An den Strom-Spotmärkten wurden insgesamt 535,3 TWh gehandelt (2015: 524,2 TWh). Davon entfielen 473,7 TWh auf den Day-Ahead-Handel und 61,6 TWh auf den Intraday-Markt der EPEX SPOT.

Vom Gesamtvolumen entfielen 3.920,3 TWh auf den Strom-Terminmarkt. Das entspricht einer Steigerung von 55 Prozent im Vergleich zum Vorjahr (2015: 2.537,1 TWh). Treiber dieser Entwicklung waren erneut insbesondere die Märkte für Deutschland (2.665,1 TWh, + 53 Prozent gegenüber Vorjahr), Frankreich (453,7 TWh, + 52 Prozent) und Italien (480,9 TWh, + 21 Prozent). Aber auch in weiteren Marktgebieten wie Spanien (71,7 TWh, + 219 Prozent) und den Niederlanden (5,7 TWh, + 317 Prozent) konnte die EEX ihr Volumen stetig steigern.

Die durchschnittlichen Stromgroßhandelspreise sind im Jahr 2015 weiter gesunken. Im Vergleich zum Vorjahr verringerten sich die durchschnittlichen Spotmarktpreise (Base) um drei Prozent auf 31,63 Euro/MWh. Die Terminkontrakte (Base) für das Folgejahr notierten mit 30,97 Euro/MWh im Mittel um zwölf Prozent niedriger.

Angesichts der in den letzten Jahren zu verzeichnenden steigenden Volumina und Marktanteile börslich gehandelten Stroms und geclearter OTC-Geschäfte möchten wir an dieser Stelle darauf hinweisen, dass ausschließlich ACER und die Markttransparenzstelle Zugriff auf Daten des gesamten Strommarktes (wie OTC Handel, Börsenhandel, bilateraler Handel, Erzeugungsflotte und Grenzkosten, Engpässe bei den Interkonnektoren) haben, und diese dazu befähigen, das Risiko des Missbrauchs marktbeherrschender Positionen gesamtheitlich zu überwachen. Eine enge Koordination zwischen dem Bundeskartellamt und der Bundesnetzagentur bzw. ACER im Bereich Marktkonkurrenz und Monopolrisiko ist deswegen von großer Bedeutung.

Frage 11) Was sollte das Bundeskartellamt beachten, um einer zu hohen Kontrollintensität vorzubeugen? Welche Entwicklungen zeichnen sich aus Ihrer Sicht in Bezug auf Investitionen in Erzeugungskapazitäten ab?

Die EEX unterstützt den Grundsatz beaufsichtigter und transparenter Energiemärkte – insbesondere da, wo eine Aufsicht nicht bereits vorhanden oder durch aufkommende Gesetzesinitiativen nicht bereits angelegt ist.

Die für die EEX nach § 3 Abs. 1 des Börsengesetzes zuständige Börsenaufsichtsbehörde ist das Sächsische Staatsministerium für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr (SMWA). Einerseits ist sie zuständig für die Aufsicht über die Einhaltung der börsenrechtlichen Vorschriften und Anordnungen (Rechtsaufsicht), andererseits achtet sie auf die faire Durchführung des Handels an der Börse und die ordnungsgemäße Erfüllung der Börsengeschäfte (Marktaufsicht).

Darüber hinaus findet die gemeinsame Marktüberwachung von Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt im Kontext der Markttransparenzstelle für Strom und Gas (MTS Strom/Gas) statt. Diese basiert auf den Handels- und Fundamentaldaten, die ACER als „europäische Markttransparenzstelle“ sammelt. Die Datenmeldung an ACER nach Art. 8 REMIT i. V. m. der Durchführungsverordnung (EU) Nr. 1348/2014 erfolgt in zwei Phasen: Seit 7. Oktober 2015 müssen Marktteilnehmer alle Verträge, die an organisierten Marktplätzen geschlossen werden, melden. Darüber hinaus werden die Fundamentaldaten von ENTSO-E und ENTSO-G an ACER gemeldet. Seit 7. April 2016 müssen Marktteilnehmer auch bilateral geschlossene Verträge, sog. OTC – Geschäfte, melden. Weiterhin sind Transportverträge und weitere Fundamentaldaten zu melden.

Zusätzliche Daten kann die Markttransparenzstelle nach entsprechender Festlegung unter Berücksichtigung einer noch zu erlassenden Rechtsverordnung durch das BMWi selbst erheben.

Um eine adäquate Marktüberwachung zu gewährleisten, ist darauf zu achten, dass klare Zielsetzungen definiert, Zuständigkeiten klar aufgeteilt und beibehalten werden und die Bildung von Doppelstrukturen vermieden wird. Es müssen vorhandene Meldewege weiter genutzt werden und Datenkonsistenz verschiedener Meldeverpflichtungen zueinander bestehen.

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.

Frage 12) *Wie hat sich die Liquidität der europäischen Gasmärkte aus Ihrer Sicht entwickelt und welche aktuellen Entwicklungen sehen Sie? Wie schätzen Sie die Wettbewerbssituation bei der Versorgung mit L-Gas ein?*

Überblick Entwicklung der Liquidität an den wichtigsten Hubs

Terminmärkte

- Der niederländische Terminmarkt TTF wächst kontinuierlich und ist mittlerweile neben dem britischen NBP der größte europäische Handelsmarkt. Dagegen stagniert der lange Zeit führende NBP auf hohem Niveau das vierte Jahr in Folge.
- Die deutschen Märkte GPL und NCG sowie der österreichische CEGH wachsen kontinuierlich auf vergleichsweise niedrigem Niveau.
- Der italienische Gasmarkt (PSV) wuchs zuletzt prozentual am stärksten in Europa.

Spotmärkte

- Beide deutschen Marktgebiete (GPL und NCG) wachsen weiter und sind zusammen größer als der niederländische TTF und somit die größten europäischen Spotmärkte für Gas.
- Andere handelsrelevante Spotmärkte wie PEG-N, TRS, CEGH, PSV, ZTP wachsen ebenfalls weiter.
- Dagegen schrumpfen die beiden Spotmärkte an den Handelspunkten ZEE und NBP, wobei der NBP das vierte Jahr in Folge schrumpfte und mittlerweile kleiner ist als NCG.

Die Liquidität als auch die Wettbewerbsintensität in den deutschen Spotmärkten hat sich in den letzten Jahren sehr positiv entwickelt. In den deutschen Terminmärkten gibt es trotz Steigerungen in den letzten Jahren nur eine vergleichsweise geringe Liquidität, weil sich der niederländische Gasmarkt TTF auch als Leitmarkt für deutsche Marktteilnehmer zum Absichern (Hedgen) vom mittel- und langfristigen Investitionen/Positionen etabliert hat.

Für die Marktgebiete GASPOOL und NCG werden bei PEGAS, in Abhängigkeit von der Gasqualität und der Möglichkeit die Qualitätskonvertierung über den MGV in Anspruch zu nehmen, Produkte am VHP, in bestimmten regionalen Zonen und an lokalen Lieferpunkten angeboten:

- Global Gas – Gas wird unabhängig von der Gasqualität (qualitätsübergreifend) gehandelt und der Konvertierungsservice des MGV darf benutzt werden
- H-Gas – Konvertierungsservice des MGV darf nicht benutzt werden
- L-Gas – Konvertierungsservice des MGV darf nicht benutzt werden

Spotmärkte für qualitätsübergreifende Produkte sind in Deutschland sehr liquide. Aufgrund des beibehaltenen Konvertierungsentgeltes und zum marktpreisbasierten Handel von Regelenergie findet, anders als im niederländischen Nachbarmarkt, in Deutschland zusätzlich auch ein strikt nach Gasqualitäten getrennter Handel von H-Gas und L-Gas Produkten in beiden deutschen Marktgebieten statt. Weil der Markt sich auf ein Gleichgewicht mit liquiden lokalen Spotmärkten und einem zentralen Terminmarkt (TTF) für Absicherungsgeschäfte koordiniert hat, ist ein liquider lokaler Terminmarkt in Deutschland kein Selbstzweck. Der Handel von Spotkontrakten auf lokalen Märkten sowie von Terminkontrakten auf einem liquiden zentralen Markt bildet keinen Widerspruch. Insbesondere Location-Spread-Produkte dienen als ausgleichendes Instrument für Marktteilnehmer, um sich gegen Preisunterschiede zwischen Marktgebieten abzusichern. Zudem erlauben sie die Kombination des kurzfristigen Handels in lokalen Märkten mit dem Terminhandel an zentralisierten Marktplätzen.

Im Zuge des Gas Target Modells II von ACER wird die Integration von Marktgebieten als Maßnahme genannt, um Liquidität und Wettbewerb zu fördern. Hier ist anzumerken, dass eine Integration die Liquidität zweier Marktgebiete bündelt, was wohlfahrtssteigernd wirken kann. Gleichwohl wird die Transportkapazität nach der Integration nicht mehr marktbasierend bewirtschaftet, sondern von den Fernleitungsnetzbetreibern. Eventuell vorhandene Knappheit wird dann in den Marktpreisen nicht wiedergespiegelt. Dieser Zielkonflikt muss gelöst werden, um beurteilen zu können, ob eine Marktgebietsintegration sinnvoll ist. In Deutschland sehen wir den Mehrwert einer Integration gering, da die Spotmärkte bereits liquide sind und sich der Markt darauf koordiniert hat, den TTF als zentralen Leitmarkt für Absicherungsgeschäfte zu verwenden. Eine Integration eines oder sogar beider deutscher Marktgebiete mit dem TTF verspricht daher wenn überhaupt nur einen geringen Wohlfahrtsgewinn, sondern führt hauptsächlich zu einer Umverteilung von Kosten und Renten zwischen Marktteilnehmern.

Kürzlich hat das Bundeswirtschaftsministerium einen Referentenentwurf für die Änderung der Gasnetzzugangsverordnung vorgelegt. Unter anderem sieht der Entwurf vor, die beiden deutschen Marktgebiete bis zum 1. April 2022 zusammenzulegen. Dieser Vorschlag des BMWi ist aus den gleichen zuvor genannten Gründen ebenso wie die Vorschläge von ACER kritisch zu bewerten. Insbesondere ist uns bisher keine Kosten-Nutzenanalyse des Bundeswirtschaftsministeriums bekannt, die einen solchen Schritt rechtfertigen würde. Im Gegenteil: Wir sehen keine Rechtfertigung für diesen Schritt vor dem Hintergrund von zu erwartenden hohen Kosten im Vergleich zu einem nur marginalen zusätzlichen Nutzen.

Ähnlich stellt sich die Situation in Österreich dar. Der Central European Gas Hub (CEGH) entwickelt sich zu einem zentralen liquiden Leitmarkt für Zentral-Ost-Europa. Auch hier sehen wir derzeit keinen Mehrwert einer Integration mit anderen liquiden Marktgebieten wie NCG oder PSV (Italien), der die Kosten einer Marktgebietsanpassung überwiegt.

Bei Marktgebieten, die von sich aus keine oder nur eine marginale Grundliquidität erreichen können, kann eine Integration sinnvoll sein. So könnte beispielsweise eine Integration mit CEGH und Kroatien, Slowenien und Slowakei erwogen werden.

Weitere Informationen gibt es in den PEGAS Stellungnahmen im Rahmen der Konsultationsverfahren in Deutschland und in Österreich.

http://www.powernext.com/f/docs/Position_Paper/20161122_Position_Paper_Market_Area%20Integration_English_final.pdf

http://www.powernext.com/f/docs/Position_Paper/20170331_Consultation_Paper_PEGAS-E-Control_final.pdf

Frage 13) Welcher operativer Aufwand ist mit den neuen Pflichten verbunden, die sich aufgrund der Arbeit der europäischen Energiemarktaufsicht (ACER) und der deutschen Markttransparenzstelle für Strom und Gas (MTS Strom/Gas) ergeben? Wie beurteilen Sie

Die zentralen Aufgaben der Marktteilnehmer unter REMIT beziehen sich auf

- die Registrierung als Marktteilnehmer bei ihrer nationalen Regulierungsbehörde
- die Veröffentlichung von Insider-Informationen und
- die Meldung von Transaktionsdaten.

Die Registrierung ist ein einmaliger Aufwand, der von Marktteilnehmern als erheblich eingeschätzt wurde. Dem steht jedoch der langfristig wirkende Vorteil gegenüber, dass sich einmal registrierte Marktteilnehmer in keinen weiteren EU-Mitgliedsstaat nochmals registrieren müssen, um dort aktiv zu werden. Mittels zahlreicher Informationsveranstaltungen hat die Markttransparenzstelle das Verfahren und das für die Registrierung eingesetzte Tool vorgestellt.

Die Veröffentlichung von Insider-Informationen ist mindestens im Bereich der Stromproduktion ein bekanntes Vorgehen. Zusätzliche Aufwände entstehen Marktteilnehmern bei der Ausweitung der Veröffentlichungen auf die Bereiche Stromspeicherung, -übertragung und -verbrauch sowie Gasproduktion, -speicherung, -übertragung und -verbrauch. Die EEX unterstützt Marktteilnehmer durch

die Bündelung des Meldungsweges und die Veröffentlichung dieser Informationen auf einer zentralen und marktnahen Plattform.

Die Meldung von Transaktionsdaten verursacht die größten operativen Aufwände innerhalb der Strom- und Gashandelsindustrie. Im Vergleich zu ähnlich gelagerten Datensammlungen unter EMIR kann jedoch das Vorgehen bei REMIT durchaus als positiv und beispielgebend eingeschätzt werden. Mittels zahlreicher Informationsveranstaltungen, Workshops, Pilot-Projekten u.ä. hat ACER Meldestandards definiert und diese sukzessive weiterentwickelt. Kritisch anzumerken ist lediglich die Forderung nach rückwirkenden Meldungen vor dem 7. Oktober 2015 bzw. 7. April 2016. Angesichts erheblicher Herausforderungen im Bereich der Datensammlung und der Stabilität der involvierten Systeme in den ersten Monaten nach Meldebeginn dürfte weder die Datenqualität historischer Meldungen ausreichend sein, noch ACER zur Überprüfung technisch in der Lage gewesen sein. Angesichts einer ähnlichen Situation unter EMIR im Jahr 2014 sollte künftig grundsätzlich auf rückwirkende Datenerhebungen verzichtet werden.

III. Koordination von Netz(-ausbau) und Investitionen in Erzeugungskapazitäten

Frage 14-19 - keine Antwort

IV. Minderung von CO₂-Emissionen und Förderung Erneuerbarer Energien

Frage 20) Mithilfe welcher Instrumente sollte die Dekarbonisierung in Deutschland aus Ihrer Sicht vorangetrieben werden? Wir beurteilen Sie Überlegungen zu Einführung eines Mindestpreises für CO₂ bzw. einer CO₂-Steuer?

Grundsätzlich sind wir der Überzeugung, dass für ein politisches Ziel – hier der Klimaschutz – nur ein Instrument genutzt werden sollte – in diesem Fall das Emissionshandels-system. So kann dieses durch seinen Preis ein klares Signal senden, aus dem sich Handlungsanreize für alle Akteure ergeben. Dies ist auch der im Emissionshandelssystem konsequente Weg, um richtige Investitionsanreize zu setzen. Jegliche Verfolgung von Sekundärzielen im Strombereich und die Vermischung von Instrumenten führen zwangsläufig zu Effizienzverlust und weniger aussagekräftigen/verzerrten Ergebnissen.

Für effiziente Preissignale ist entscheidend, dass sich der Marktpreis frei bilden kann. Eingriffe in die Preisbildung, wie zum Beispiel Ober- und Untergrenzen, oder zusätzliche Steuern, schränken die Funktion dieses Preissignals ein. Das derzeitige Preisniveau im Emissionsmarkt spiegelt Angebot und Nachfrage wider. Wird ein höheres Preisniveau angestrebt, kann dies am effizientesten über eine Verschärfung der Emissionsreduktionsziele im ETS erreicht werden. Grundlage dafür ist, dass sich der Markt langfristig auf politische Rahmenbedingungen und Ziele verlassen kann. Dies leistet auch einen Beitrag dazu, dass die für das Marktgeschehen wichtige Akteursvielfalt am Emissionshandelmarkt weiter gestärkt wird und der Markt insgesamt profitiert.

Das EU ETS hat seit seinem Start alle gesetzten Einsparungsziele erfüllt. Heute umfasst das ETS mehr als 11.000 Kraftwerke und Industrieanlagen in 31 Ländern und den Flugverkehr zwischen diesen Staaten. Bis 2020 werden die betroffenen Sektoren 21 Prozent weniger Treibhausgase ausstoßen als zum Beginn des Handels 2005. Das zeigt, dass auch ambitionierte Ziele im EU ETS zuverlässig erreicht werden können.

Jegliche Weiterentwicklung des EU ETS muss auf europäischer Ebene erfolgen. Das EU ETS ist ein liquider und von hohem Wettbewerb gekennzeichneter Markt. Zusätzliche Maßnahmen, Eingriffe und Reformen auf nationaler Ebene bergen das Risiko einer Fragmentierung des Marktes. Auch aus Umweltsicht sind solche Maßnahmen abzulehnen, da sie bei einem europäisch definierten Emissionsziel (gemeinsames Cap) nur zu einer Verlagerung von Emissionen führen. Ein positiver Faktor für die Preisbildung im Emissionshandel ist der Vorschlag besserer Koordination im Rahmen des Clean Energy Package der Europäischen Kommission. Der Umfang der dort vorgeschlagenen Reportingverpflichtungen könnte die Basis für eine transparentere Analyse über-

lappender Förderpolitiken, bspw. von Fördersystemen von Erneuerbaren, auf den EU ETS bieten und zum Abbau solcher Überlappungen beitragen.

Die Verknüpfung von Emissionshandelssystemen weltweit sollte vorangetrieben werden.

Dies leistet nicht nur einen Beitrag zur effizienteren Erreichung von Emissionsreduktionszielen in Europa, sondern schafft zusätzliche Anreize zur globalen Bepreisung von CO₂. Die Rahmenbedingungen dafür sind günstig. International setzt das Pariser Klimaschutzabkommen ein wichtiges Zeichen, indem es Marktmechanismen eine große Bedeutung beimisst. Dieser Trend wird untermauert auf der nationalen Ebene, wo immer mehr Staaten Emissionshandelssysteme einführen. So startet im nächsten Jahr das landesweite ETS in China, welches das EU ETS als größtes System ablösen wird.

Frage 21) Welche Maßnahmen sind aus Ihrer Sicht geeignet, um die Sektoren Wärme und Verkehr bei der Erreichung von CO₂-Reduktionszielen einzubinden?

Wir möchten an dieser Stelle auf die Ausführungen in Frage 8, Kapitel II Großhandelsmärkte und Frage 20, Kapitel IV Minderung von CO₂-Emissionen und Förderung Erneuerbarer Energien hinweisen.

Weiterhin möchten wir die Bedeutung eines starken Strompreissignals hervorheben. Bei einer zunehmenden Elektrifizierung anderer Sektoren entfaltet der Strompreis Referenzwirkung für andere Sektoren. Technologische und infrastrukturelle Innovationen und Anpassungsprozesse, wie zum Beispiel Power to X, können so nicht nur die Grundlage für eine kosteneffiziente Beschaffungsoptimierung von substitutiven Rohstoffen darstellen, sondern sektorenübergreifend externe Effekte internalisieren.

Je weniger das Strompreissignal durch gesonderte Preiskomponenten verzerrt wird, desto näher rückt das resultierende Marktergebnis an das effiziente Marktergebnis heran und desto effektiver können Verbraucher ihr Nachfrageverhalten am Marktpreis ausrichten und Investitionen in Effizienzmaßnahmen zur Einsparung von CO₂ tätigen.

Eine Ausweitung des ETS auf andere Sektoren kann direkt zur Reduktion von CO₂-Emissionen beitragen.

Frage 22) Welche Entwicklungen zeichnen sich auf dem Markt für erneuerbare Energien aufgrund der Einführung von Ausschreibungen ab? Sehen Sie in Bezug auf die Wettbewerbsintensität Veränderungen?

Die Integration erneuerbarer Energien ist mit der verpflichtenden Direktvermarktung (EEG-Novelle 2014) und der Einführung von Ausschreibungen (EEG-Novelle 2016) auf dem richtigen Weg. Die bisherigen Erfahrungen mit den Ausschreibungen zur wettbewerblichen Ermittlung der Förderhöhe für Erneuerbare zeigt ganz deutlich das Potential des Marktes: funktionierender Wettbewerb und sinkende Kosten.

Durch die Einführung von Ausschreibungen entstehen zusätzliche Anreize zur wettbewerblichen Vermarktung und damit zur Integration der erneuerbaren Energien in den Strommarkt. Exemplarisch, die Ergebnisse der 1. Ausschreibung für bestehende Projekte nach § 26 WindSeeG vom 01.04.2017 haben einen mengengewichteten, durchschnittlichen Zuschlagswert von 0,44 ct/kWh ergeben. Das entspricht einer erheblichen Kostenreduktion gegenüber einer umlagefinanzierten Förderung und deutet auf die Marktreife von erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen hin.

Neue Produkte wie unsere neuen Stromprodukte unterstützen Marktteilnehmer dabei sich gegen Preisrisiken abzusichern und Einkommensflüsse aus der Vermarktung von Strom zu verstetigen. Sie tragen damit aktiv zu einer durch Ausschreibungen angereizten Integration erneuerbarer Energien bei.

So eignen sich German Intraday Cap bspw. zur Absicherung gegen Preisspitzen, die eine bestimmte Obergrenze übersteigen und von denen nicht bekannt ist, wann und in welchem Ausmaß sie auftreten werden. Floor Futures ermöglichen den Teilnehmern die Absicherung gegen niedrige Preise am deutschen Intradaymarkt seit dem 15. März 2017 und Wind Power Futures sind ein standardisiertes, an der Börse handelbares Windstrom-Derivat, das die gezielte Risikoabsicherung bei der Windstromerzeugung ermöglicht.

Frage 23) Von welchen Realisationsraten gehen Sie bei im Ausschreibungsverfahren erfolgreichen Projekten aus? Wie könnte die Realisationsrate aus ihrer Sicht erhöht werden?

Keine Antwort.

Frage 24) Gibt es aus Ihrer Sicht Anpassungsbedarf an den Ausschreibungsverfahren für erneuerbare Energien? Was spricht für oder gegen eine Ausweitung technologieneutraler Ausschreibungen?

Die bisherigen Erfahrungen mit technologiespezifischen Ausschreibungen in den Bereichen Photovoltaik und Wind-Offshore sind positiv. Die ermittelten Preise sind – soweit bereits mehrere Ausschreibungsrunden stattgefunden haben – kontinuierlich gesunken. Zudem wurden in allen Ausschreibungen mehr Gebote abgegeben als bezuschlagt wurden. Beides spricht für eine vorhandene Wettbewerbsintensität.

Diese positiven Erfahrungen sprechen durchaus dafür, auch Erfahrungen mit technologieoffenen Ausschreibungen ergebnisoffen zu sammeln. Zurzeit bereitet das Bundeswirtschaftsministerium eine entsprechende Rechtsgrundlage für eine Pilotausschreibung vor. Diesen Schritt begrüßen wir ausdrücklich. Ob eine spätere allgemeine Öffnung der Ausschreibungen erfolgen sollte, hängt letztlich maßgeblich von den Ergebnissen und Erfahrungen der technologieoffenen Pilotausschreibung ab.

Frage 25) Wie beurteilen Sie das bestehende System der Direktvermarktung erneuerbarer Energien? Welche Änderungen sind aus Ihrer Sicht ggf. erforderlich? Wie beurteilen Sie Forderungen nach einer Abschaffung des Einspeisevorrangs?

Wir möchten an dieser Stelle auf die Ausführungen in Frage 22, Kapitel IV Minderung von CO₂-Emissionen und Förderung Erneuerbarer Energien hinweisen.

Die Integration erneuerbarer Energien ist mit der verpflichtenden Direktvermarktung (EEG-Novelle 2014) und der Einführung von Ausschreibungen (EEG-Novelle 2016) auf dem richtigen Weg. Dennoch gilt es die Erneuerbaren noch stärker durch eine Weiterentwicklung der Förderung in den Markt zu integrieren. Die Erneuerbaren müssen sich am Markt behaupten wie jeder andere Akteur auch, um ihre Kosten zu decken und darüber hinaus Gewinne zu erwirtschaften. Wir schlagen vor, die Förderhöhe vorab klar zu bestimmen und von einer gleitenden Marktprämie als Differenz zum Marktpreis auf eine fixe Prämie umzustellen. Zudem sollte nicht mehr wie bisher die erzeugte Energie in Kilowattstunden sondern zukünftig die installierte Leistung in Kilowatt gefördert werden. Dadurch entsteht ein starker Anreiz, sich in erster Linie am Marktgeschehen zu orientieren und sich nicht auf die Förderung allein zu verlassen.

Beleuchtet man die Forderung nach einer Abschaffung des Einspeisevorrangs erneuerbarer Energieerzeugungsanlagen, gilt es klar den natürlichen Wettbewerbsvorteil von erneuerbarer gegen-

über konventioneller Energieerzeugung hervorzuheben. Kostenvorteile mit Blick auf die spezifischen Grenzkosten machen einen regulatorisch bedingten Einspeisevorrang obsolet.

Mit steigendem Anteil an Erneuerbaren ergeben sich neue Risiken am Markt, mit denen umgegangen werden muss. Diese stellen dabei Herausforderungen sowohl für erneuerbare Energieerzeuger als auch für konventionelle Kraftwerke da. Wir haben hierfür neue Handelsprodukte an der Börse entwickelt – so genannte Energiewendeprodukte – die den Erneuerbaren, aber auch allen anderen Marktakteuren, helfen werden, diese neuen Risiken zu handhaben und einen erfolgreichen Energiesystemtransformationsprozess begleiten. Sie ermöglichen z.B. Preis- und Mengensisikoabsicherung bei Abweichungen von Wetterprognosen und damit die Absicherung aus Energieertrag von Windkraft- oder Photovoltaikanlagen. Weiter Ausführungen dazu entnehmen Sie bitte Frage 22, Kapitel IV Minderung von CO₂-Emissionen und Förderung Erneuerbarer Energien und unserer Website <https://www.eex.com/de/produkte/energiewendeprodukte>.

Frage 26) Gibt es aus Ihrer Sicht institutionelle Hemmnisse für Investitionen in Speichertechnologien (Power-to-Gas, Batterien, ...)? Welche Rahmenbedingungen müssten angepasst werden um Investitionen in Speichertechnologien sicher zu stellen?

Investitionen ergeben sich als Folge von tragfähigen Geschäftsmodellen. Diese brauchen einen starken Referenz- und Signalpreis damit transparent und diskriminierungsfrei ein ausreichender Investitionsanreiz abgeleitet werden kann. Ein volkswirtschaftlich effizienter Signalpreis, das Resultat eines großen und liquiden Marktes, ist ein Koordinationsinstrument für Investitionen in verschiedene Flexibilitätsoptionen inklusive verschiedener Speichertechnologien. Es ermöglicht eine kosteneffiziente Aktivierung von Flexibilitätspotenzialen.

Verzerrungen des Marktpreises durch unterschiedliche Netzentgelte, Umlagen und Steuern, beeinträchtigen jedoch die Referenz- und Signalwirkung des Marktpreises. Es entsteht die Gefahr einer ineffizienten Allokation von Ressourcen (Standort/Technologie/Kapital).

Im Fall von Speichern muss deswegen die Belastung durch Umlagen und Entgelte kritisch reflektiert werden, um Hürden für eine Systemflexibilisierung abzubauen.

Kontakt

European Energy Exchange AG
Augustusplatz 9
04109 Leipzig

Daniel Wragge
Head of Political & Regulatory Affairs

daniel.wragge@eex.com

Diana Warnecke
Political & Regulatory Affairs

diana.warnecke@eex.com

Powernext SA
5 Boulevard Montmartre
75002 Paris (France)

Dr. Jan Richter
Head of Regulatory Affairs & Communications

j.richter@powernext.com