

KONSULTATION DES GRÜNBUCHES „EIN STROMMARKT FÜR DIE ENERGIEWENDE“

STELLUNGNAHME DER EPEX SPOT

PARIS, 27. FEBRUAR 2015

EPEXSPOT

EPEX SPOT SE, 5 boulevard Montmartre, 75002 Paris (France), info@epexspot.com, www.epexspot.com

Public Affairs & Communications, Wolfram Vogel & Patrick Adigbli, Tel +33 (0) 1 73 03 61 31, publicaffairs@epexspot.com

Offices: Augustusplatz 9, 04109 Leipzig (Germany); Marktgasse 20, 3011 Bern (Switzerland); Mayerhofgasse 1/19, 1040 Wien (Austria)

POWER FOR TODAY. POWER FOR TOMORROW.

DISCLAIMER

All textual and graphical content are governed by French copyright and intellectual property law. They may not, in part or in whole, be used without written permission from the author and publisher. This applies in particular for copying, editing, translation, processing, storage and reproduction in databases and other electronic media and systems.

EPEX SPOT has no control over the linked websites in this document. EPEX SPOT cannot take any responsibility for the content, use or effects of a linked website.

version 001

INHALTSVERZEICHNIS

A. Zusammenfassung.....	4
B. Bewertung und Ausarbeitung der „Sowieso“-Maßnahmen.....	7
B.1. Flexibilität als Eckpfeiler des zukünftigen Strommarktdesigns.....	7
B.2. Stärkung des Marktpreissignals	13
B.3. Marktintegration der erneuerbaren Energien und Förderung der Bilanzkreisverantwortung	18
B.4. „Sowohl-als-auch“ Maßnahmen: Netzausbau und Erhalt der einheitlichen Preiszone	21
B.5. Intensivierung der Europäischen Kooperation	23
C. Anmerkungen zur Grundsatzentscheidung: Strommarkt 2.0 oder Kapazitätsmarkt.....	25

A. ZUSAMMENFASSUNG

Die European Power Exchange (EPEX SPOT) begrüßt die Möglichkeit, an der vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie ermöglichten Diskussion über das zukünftige Strommarktdesign teilzunehmen. Die EPEX SPOT 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. EPEX SPOT 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 Strombörse aktiv, an der im Jahr 2014 über 382 TWh gehandelt wurden.

Gerne nimmt EPEX SPOT zu den Eckpunkten Stellung, welche direkt oder indirekt den börslichen Stromspothandel betreffen. Dazu gehören insbesondere die im Grünbuch genannten „Sowieso“-Maßnahmen. Diese sind unumgänglich, jedoch weniger naheliegend als die lässige Terminologie vermuten lässt. Die erfolgreiche Umsetzung der „Sowieso“-Maßnahmen hängt maßgeblich von der Bewältigung langjährig bestehender Verwerfungen im Strommarkt ab: das Spannungsfeld zwischen nationalen und europäischen Energiepolitiken muss gelöst werden; die marktbasierende Preisfindung muss gegenüber staatlich festgelegten Strompreisen bevorzugt werden; und schließlich müssen die Strommärkte in Europa miteinander verflochten und nicht weiter „balkanisiert“ werden.

In der vorliegenden Stellungnahme bewertet und expliziert die Europäische Strombörse EPEX SPOT die „Sowieso“-Maßnahmen des Grünbuchs (Kapitel B). Darüber hinaus werden einige Anmerkungen zur Grundsatzentscheidung zwischen Strommarkt 2.0 und Kapazitätsmarkt formuliert (Kapitel C). Die Kernaussagen der Stellungnahme sind untenstehend zusammengefasst.

FLEXIBILITÄT MUSS ZUM ECKPFEILER DES ZUKÜNFTIGEN STROMMARKTDESIGNS WERDEN

Bewertung der Kapitel 3 und 4.1 des Grünbuchs: EPEX SPOT unterstützt nachdrücklich die rasche Fertigstellung des europäischen Strombinnenmarktes, das effektivste Instrument zur Stärkung der Versorgungssicherheit. Dies umfasst die im Grünbuch aufgezeigte Weiterentwicklung hin zu einem „Strommarkt 2.0“. Dabei muss die zentrale Synchronisierungsaufgabe des *Energy-Only-Marktes* gestärkt werden. Versorgungssicherheit kann so in Deutschland über Marktmechanismen und Flexibilitätsinstrumente sichergestellt werden. Denn mit zunehmender Einspeisung aus erneuerbaren Energiequellen muss Flexibilität zum Eckpfeiler des zukünftigen Strommarktdesigns werden. Kurzfristigen Spotmärkten kommt hierbei eine immer zentraler werdende Rolle zu: die Day-Ahead-Marktkopplung übernimmt eine europaweite Optimierungsfunktion, während flexible Intraday-Märkte den Schlüssel zur Marktintegration der erneuerbaren Energien darstellen. Insbesondere Innovationen wie das Viertelstundenprodukt oder die Viertelstundenauktion erschließen die Flexibilität im Markt, vergüten diese über ein Marktpreissignal und reizen systemdienliches Verhalten an.

DAS MARKTPREISSIGNAL FÜR ERZEUGER UND VERBRAUCHER MUSS GESTÄRKT WERDEN

Bewertung der Kapitel 4.1 und 9.1 (Option Strommarkt 2.0) des Grünbuchs: Fünfzehn Jahre nach der Liberalisierung des europäischen Strommarktes ist eine Stärkung des Marktpreissignals dringend erforderlich. Faire Strompreise können nur durch eine möglichst breite und transparente Zusammenführung von Angebot und Nachfrage sichergestellt werden. Strompreise sollten infolgedessen auf dem europäischen Strommarkt ermittelt, und nicht staatlich vorgeschrieben werden. Denn der Referenzpreis der Börse ist entscheidend für einen effizient funktionierenden Strommarkt. Dazu zählt das gelegentliche Auftreten von Knappheitspreisen oder negativen Preisen. Beide liefern wesentliche Signale für den Markt, haben kaum Auswirkungen für den Endkunden und sollten von der Politik zugelassen werden. Überlegungen zur möglichen Erhöhung der Preisobergrenze bedürfen hingegen weiterer eingehender Prüfung. Nicht zuletzt müssen Markttransparenz und Marktintegrität weiterhin aktiv gefördert werden.

ERNEUERBARE ENERGIEN MÜSSEN VOLLUMFÄNGLICH IN DEN MARKT INTEGRIERT UND DIE BILANZKREISVERANTWORTUNG GEFÖRDERT WERDEN

Bewertung der Kapitel 3 und 4.2 des Grünbuchs: Erneuerbare Energien werden *de facto* seit Jahren in den europaweit gekoppelten Stromspotmarkt integriert. Dieser ist weniger anfällig für tages- oder jahreszeitenabhängige Schwankungen in der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Gerade die kurzfristigen Day-Ahead- und Intraday-Märkte haben sich in der ersten Phase der Energiewende zur Marktintegration der erneuerbaren Energien bewährt. Dies trifft sowohl auf die Vermarktung durch die Übertragungsnetzbetreiber als auch auf die Direktvermarktung zu. Insbesondere im Rahmen der Direktvermarktung reagieren erneuerbare Energien auf das Marktpreissignal und nehmen am Wettbewerb teil. Perspektivisch muss das Strommarktdesign für alle Marktteilnehmer die gleichen Rechte und Pflichten vorsehen. Dazu zählt die Bilanzkreisverantwortung, welche über marktbasierende Fördermechanismen, neue Handelsprodukte und harmonisierte Regenergiemärkte gefördert werden muss.

NETZAUSBAU UND ERHALT DER EINHEITLICHEN PREISZONE SIND „SOWOHL-ALS-AUCH“-MAßNAHMEN

Bewertung der Kapitel 5 und 6 des Grünbuchs: Während Netzausbau und Zuschnitt der Preiszonen in Deutschland und Europa kontrovers diskutiert werden, stellt sich EPEX SPOT nachdrücklich hinter die Forderungen des Grünbuchs. Mangelnder Netzausbau bedroht das Funktionieren des Strommarktes und damit die Versorgungssicherheit. Und eine mögliche Aufteilung der einheitlichen Strompreiszone stellt keine Alternative zum Netzausbau dar, sondern zieht in jedem Fall negative Auswirkungen nach sich. Aus diesen Gründen müssen Netzausbau und Erhalt der einheitlichen Preiszone als „Sowohl-als-auch“ Maßnahmen betrachtet werden.

DIE EUROPÄISCHE KOOPERATION MUSS WEITER INTENSIVIERT WERDEN

Bewertung des Kapitels 7 des Grünbuchs: Die Energiewende ist in Europa angekommen. Neben den Mitgliedsstaaten werden auch die europäischen Institutionen vermehrt Impulse für die Entwicklung des zukünftigen Strommarktdesigns liefern. Denn ein gut funktionierender Strombinnenmarkt ist Grundvoraussetzung für jedwede Energiewende in Europa. Der Erfolg beruht folglich auf einer engen Abstimmung der Energiepolitiken in Europa. Vertrauen und Investitionen in den Strommarkt von morgen werden ohne ein stabiles Marktumfeld und einen vorhersehbaren rechtlichen Rahmen nicht realisierbar sein.

ANMERKUNGEN ZUR GRUNDSATZENTSCHEIDUNG: STROMMARKT 2.0 ODER KAPAZITÄTSMARKT

Bewertung der Kapitel 9.1 (Option Kapazitätsmarkt) und 9.2 des Grünbuchs: Im derzeitigen europäischen Kontext bleibt die Grundsatzfrage „Strommarkt 2.0 oder Kapazitätsmarkt“ länderspezifisch. In Mitgliedsstaaten mit ausgereiften Energiemärkten ist eine Weiterentwicklung des Energy-Only-Marktes zu bevorzugen. In Mitgliedsstaaten, in denen die „Sowieso“-Maßnahmen nicht ausreichend oder umsetzbar wären, könnten komplementäre Kapazitätsmechanismen eingeführt werden. Diese sollten marktbasierend, diskriminierungsfrei, grenzüberschreitend koordiniert und Europa-kompatibel sein. Im konkreten Falle Deutschlands herrscht weiterhin Uneinigkeit bei der Grundsatzfrage „Strommarkt 2.0 oder Kapazitätsmarkt“ – letztlich wird es eine politische Antwort geben müssen.

B. BEWERTUNG UND AUSARBEITUNG DER „SOWIESO“-MAßNAHMEN

B.1. FLEXIBILITÄT ALS ECKPFEILER DES ZUKÜNFTIGEN STROM- MARKTDESIGNS

EPEX SPOT unterstützt den bereits eingeschlagenen Weg hin zu einem „Strommarkt 2.0“. Die rasche Fertigstellung des europäischen Strombinnenmarktes ist das effektivste Instrument zur Stärkung der Versorgungssicherheit. Es besteht Konsens, dass der Strommarkt sich in den letzten Jahren kontinuierlich weiterentwickelt und grundsätzlich bewährt hat. Der Weg hin zum „Strommarkt 2.0“ ist bereits eingeschlagen, und muss vor dem Hintergrund der Transformation des Energiesystems konsequent weiterverfolgt werden. Nur so kann Versorgungssicherheit über Marktmechanismen und Flexibilitätsinstrumente sichergestellt werden.

Die zentrale Synchronisierungsaufgabe des *Energy-Only-Marktes* muss im zukünftigen Strommarktdesign gestärkt werden. Der „Strommarkt 2.0“ muss zum Einen in seiner Einsatzfunktion bekräftigt werden: kurzfristige Preissignale an den gekoppelten Spotmärkten gleichen Stromerzeugung- und Verbrauch aus und organisieren europaweit den kosteneffizienten Kraftwerkseinsatz. Darüber hinaus muss der „Strommarkt 2.0“ in seiner Vorhaltefunktion gestärkt werden: langfristige Preissignale und Absicherungsmöglichkeiten am Terminmarkt schaffen Investitionen in Erzeugungskapazitäten und Nachfrageflexibilität.

Den kurzfristigen Spotmärkten kommt mit zunehmender Einspeisung aus erneuerbaren Energiequellen eine zentrale Rolle zu. Angebot und Nachfrage müssen zu jedem Zeitpunkt des Tages ausgeglichen sein, um die Stabilität des Netzes zu garantieren. Strom ist zudem schwer zu speichern. Schließlich ist die Nachfrage generell unelastisch, während das Angebot aus erneuerbaren Energiequellen zunehmend variabel und über längere Zeiträume schwerer prognostizierbar wird. Auf EPEX SPOTs Märkten in Deutschland, Österreich, Frankreich und der Schweiz handeln Erzeuger, Versorger, industrielle Großverbraucher, Finanzinstitute und Übertragungsnetzbetreiber daher vermehrt kurzfristig lieferbare Strommengen. Entweder am Day-Ahead-Markt, der im Rahmen einer täglichen Auktion den Preis für jede Stunde des Folgetages bestimmt; oder am Intraday-Markt, der rund um die Uhr und bis zu 45 Minuten vor Lieferung Gebote auf ihre Ausführbarkeit überprüft und zusammenführt.

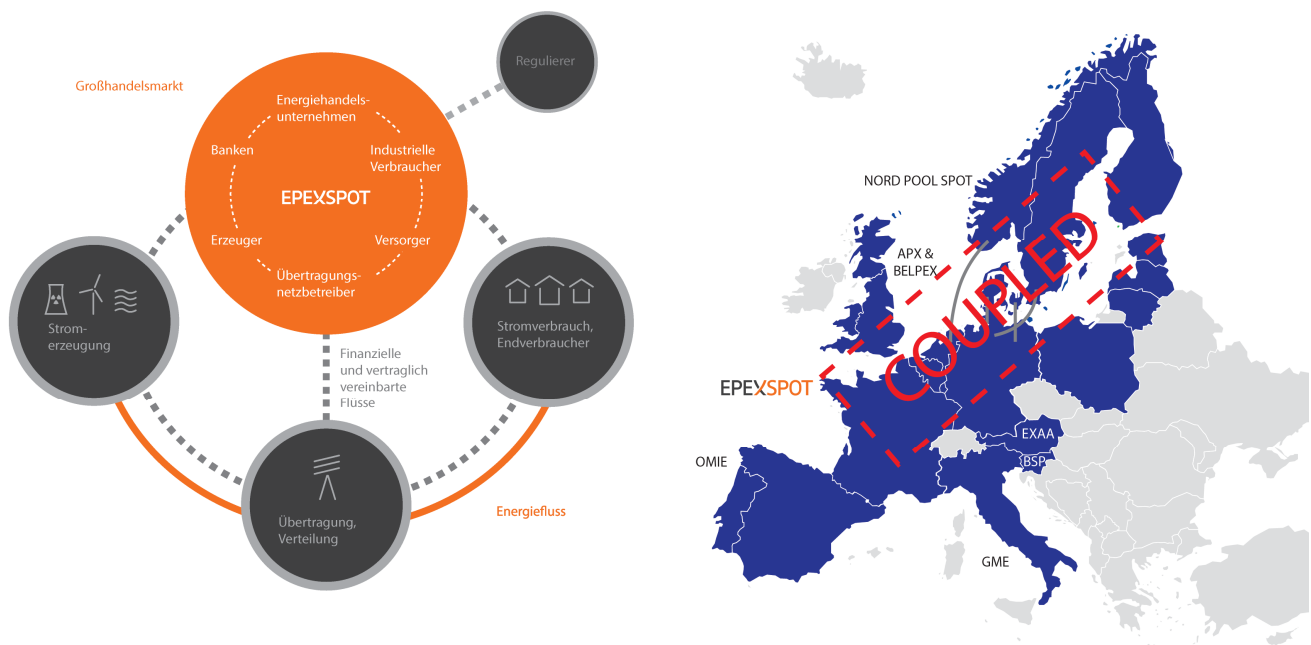


Abbildung 1 – Stromhandel (links) und europäische Marktkopplung (rechts) als Pfeiler der Strom-Wertschöpfungskette

Quelle: EPEX SPOT

Die europäische Marktkopplung bleibt der Grundbaustein des zukünftigen Strommarktdesigns. 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. 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 85% des europäischen Stromverbrauches abdeckt.

Parallel wurden mithilfe der European Power Exchange 2012 Tschechien, die Slowakei und Ungarn gekoppelt. 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 von 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.

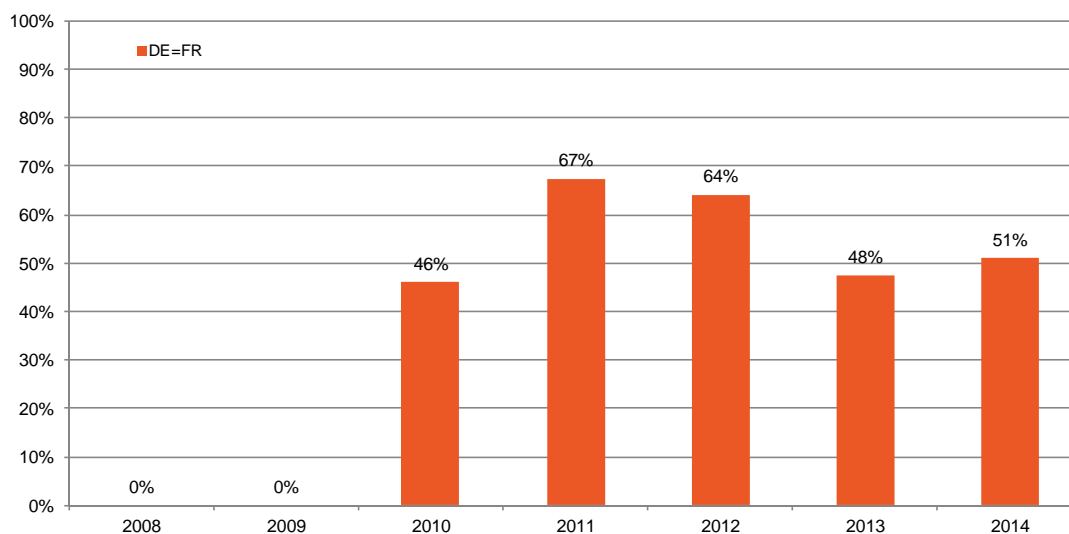


Abbildung 2 – Preiskonvergenz zwischen Deutschland und Frankreich

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.

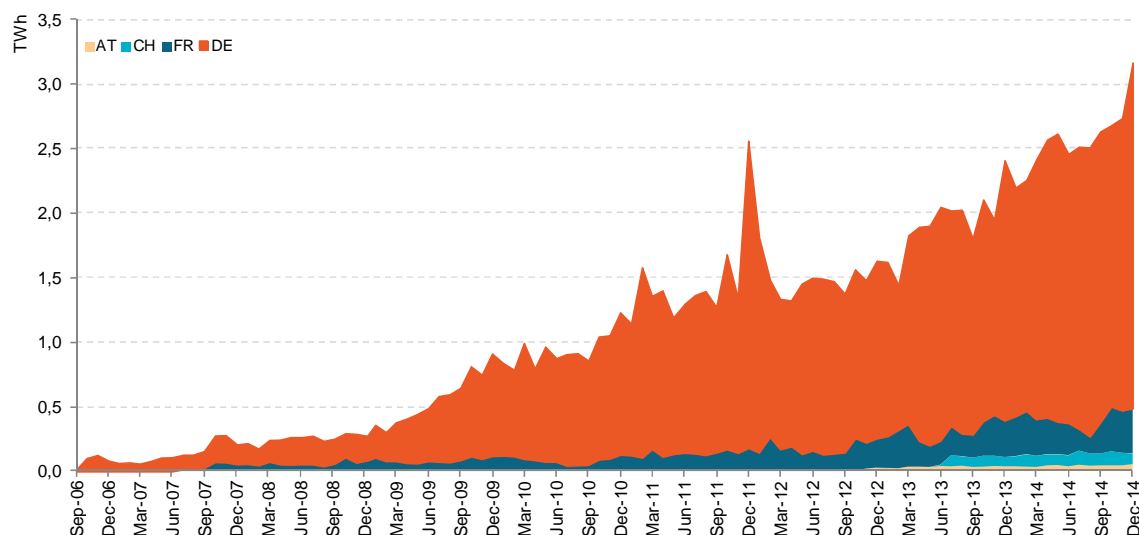


Abbildung 3 – Strommengen, die an den Intraday-Märkten der EPEX SPOT gehandelt werden
 Quelle: EPEX SPOT

Viertelstundenprodukte geben Flexibilität einen Preis und reizen systemdienliches Verhalten an.

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 marktbasiereten Wert und bietet gleichzeitig Anreize zum systemdienlichen Verhalten.

Mehrere Kennzahlen untermauern die Tatsache, dass es sich bei Viertelstundenprodukten um einen zukunftsträchtigen Markt handelt: seit Einführung im Jahr 2011 wurden etwa 10 TWh gehandelt; in den Jah-

ren 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.

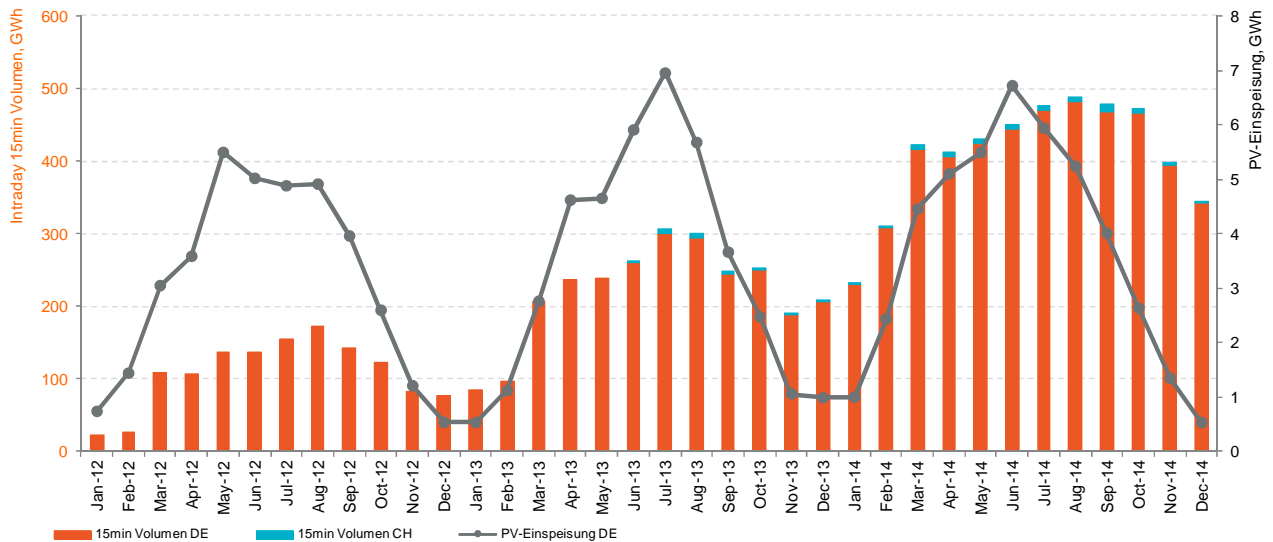


Abbildung 4 – Monatliche Handelsmengen der Viertelstundenprodukte am kontinuierlichen Intraday-Markt

Quelle: EPEX SPOT

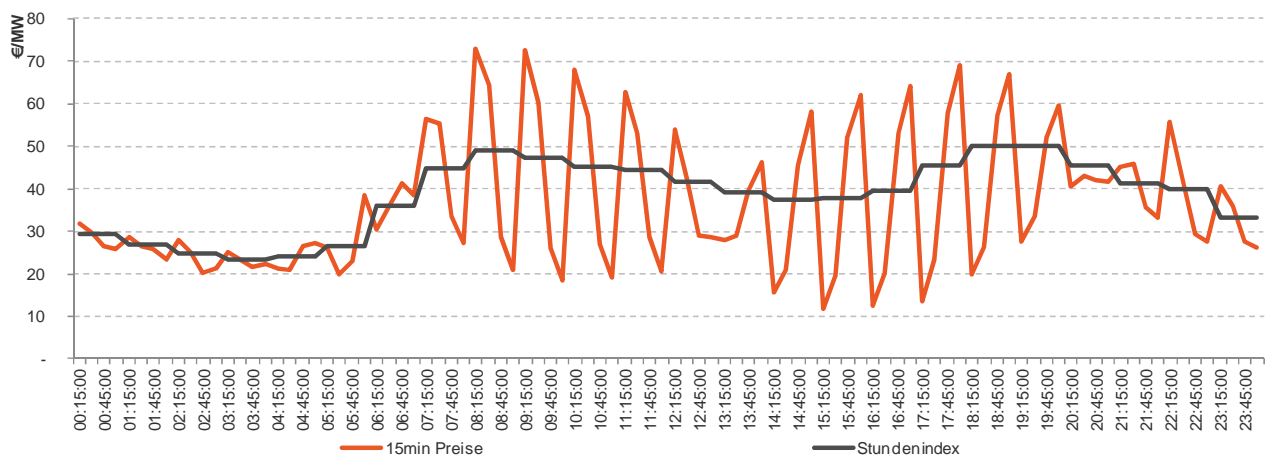


Abbildung 5 – Vergleich des Preises von Stunden- und Viertelstundenprodukten

Quelle: EPEX SPOT

Die Viertelstundenauktion bietet Marktteilnehmern erweiterte Möglichkeiten zur Bewirtschaftung ihrer Bilanzkreise. 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 unterstündlicher 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.

Kernaussagen –

Flexibilität als Eckpfeiler des zukünftigen Strommarktdesigns

EPEX SPOT unterstützt nachdrücklich die rasche Fertigstellung des europäischen Strombinnenmarktes, das effektivste Instrument zur Stärkung der Versorgungssicherheit. Dies umfasst den im Grünbuch aufgezeigten und bereits eingeschlagenen Weg hin zu einem „Strommarkt 2.0“. Versorgungssicherheit kann so in Deutschland über Marktmechanismen und Flexibilitätsinstrumente sichergestellt werden. Denn mit zunehmender Einspeisung aus erneuerbaren Energiequellen muss Flexibilität zum Eckpfeiler des zukünftigen Strommarktdesigns werden. Kurzfristigen Spotmärkten kommt hierbei eine immer zentraler werdende Rolle zu: die Day-Ahead-Marktkopplung übernimmt eine europaweite Optimierungsfunktion, während flexible Intraday-Märkte den Schlüssel zur Marktintegration der erneuerbaren Energien darstellen. Insbesondere Innovationen wie das Viertelstundenprodukt oder die Viertelstundenauktion erschließen die Flexibilität im Markt, geben ihr einen marktbasieren Wert und reizen systemdienliches Verhalten an.

B.2. STÄRKUNG DES MARKTPREISSIGNALS

Fünfzehn Jahre nach der Liberalisierung des europäischen Strommarktes ist eine Stärkung des Marktpreissignals dringend erforderlich. Auch 2015 bleibt der Strompreis für Haushalte und Industrien in den meisten europäischen Mitgliedstaaten reguliert. Und selbst in Ländern wie Deutschland, in denen der Strompreis sich am Markt bildet, stellt die wettbewerblich ermittelte Komponente weniger als ein Viertel der Stromrechnung dar. Trotz Strommarktliberalisierung bleibt festzustellen, dass der überwiegende Anteil staatlicher Abgaben weiter zunimmt, während das Marktpreissignal für Stromkunden an Bedeutung verliert. Dies führt zu einer widersprüchlichen Situation: trotz sinkender Großhandelspreise steigt die Stromrechnung.

Niedrige Stromkosten in Zeiten fundamentaler Veränderungen des Energiesystems zu erwarten ist ohne Frage Wunschdenken. Es muss aber auch klar sein: faire Strompreise können nur durch eine möglichst breite und transparente Zusammenführung von Angebot und Nachfrage sichergestellt werden. Strompreise sollten infolgedessen auf dem europäischen Strommarkt ermittelt, und nicht staatlich vorgeschrieben werden. Die Weiterentwicklung des Strommarktdesigns zur Stärkung eines wettbewerbsfähigen Marktpreissignals ist daher zu begrüßen.

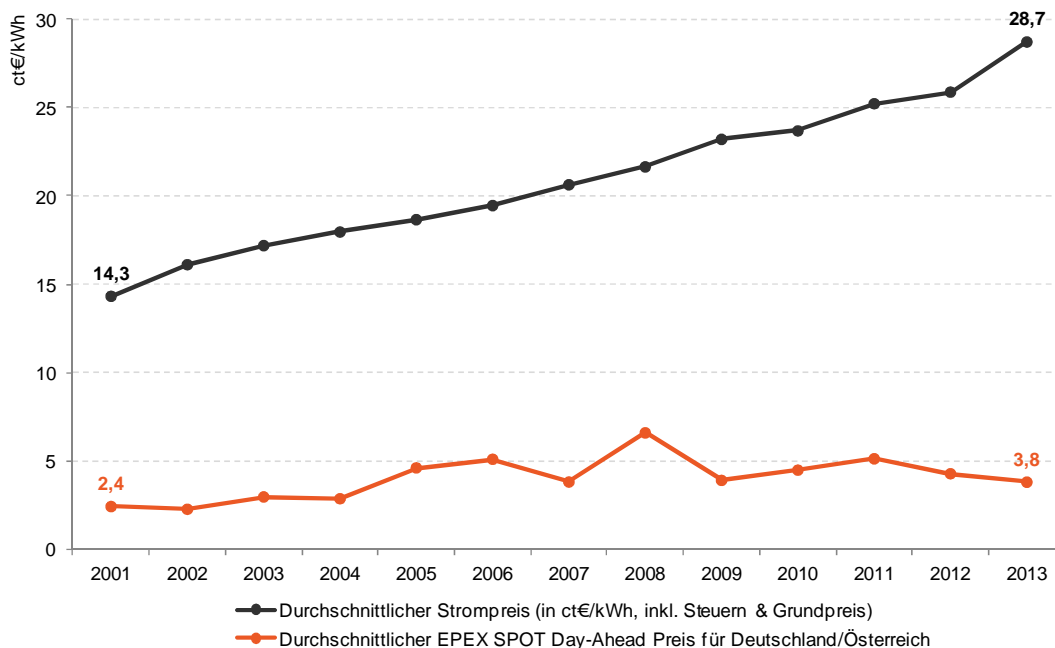
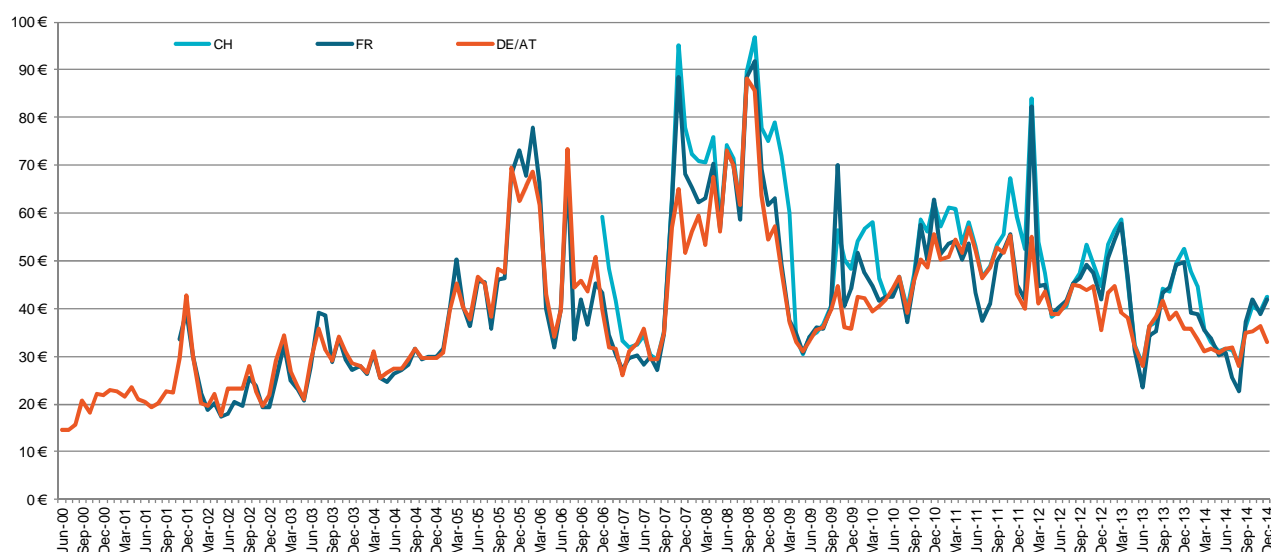


Abbildung 6 – Preisschere: Vergleich des Strompreises eines Musterhaushaltes mit dem Großhandelspreis der EPEX SPOT
 Quellen: BDEW, BMWi, EPEX SPOT

Der Referenzpreis der Börse ist entscheidend für einen effizient funktionierenden Strommarkt. Die Hauptaufgabe der Strombörse besteht in der möglichst breiten Bündelung von Angebot und Nachfrage zur täglichen Ermittlung und Veröffentlichung eines Referenzpreises. Dieser ergibt sich als Schnittpunkt von Angebots- und Nachfragekurven und entspricht in der Regel den variablen Kosten der teuersten Erzeugungseinheit in der „Merit Order“. Der Referenzpreis leitet kurzfristige Erzeugungs- und Verbrauchentscheidungen, sowie langfristige Investitionen in neue Erzeugungskapazitäten. Darüber hinaus kann das Preissignal der Börse Industrie- und Privatkunden dabei helfen, sich des "wahren" Wertes des Stroms bewusst zu werden. Schließlich leistet der Referenzpreis einen Beitrag zur effizienten Nutzung der Netzinfrastruktur, zum sicheren Betrieb des Netzes sowie zur Versorgungssicherheit.



Markt	2009	2010	2011	2012	2013	2014
DE/AT (Phelix)	38,85	44,49	51,12	42,60	37,78	32,76
FR	43,01	47,50	48,89	46,94	43,24	34,63
CH (Swissix)	47,92	51,02	56,18	49,52	44,73	36,79

Abbildung 7 – Referenzpreise für den Europäischen Strommarkt

Quelle: EPEX SPOT

Zu einem funktionierenden Strommarkt gehören Knappheitspreise. In den vergangenen Jahren wird am Großhandelsmarkt ein tendenziell sinkendes Preisniveau beobachtet. Dies lässt sich auf verschiedene Faktoren zurückführen: Abnahme des europaweiten Strombedarfs infolge der Wirtschaftskrise, derzeit vorhandene Überkapazitäten, Ausbau der erneuerbaren Energien, Verdrängung von Gaskraftwerken aufgrund niedriger CO₂-Preise und billiger Kohle-Importe aus den Vereinigten Staaten, usw. In den letzten Jahrzehnten blieben Knappheitspreise deshalb ein eher seltenes Phänomen. Im Grünbuch wird jedoch für die kommenden Jahre von einer Entwicklung hin zu einer erhöhten Preis-Volatilität und zur Häufung von Preisspitzen ausgegangen, vor allem auf den kurzfristigen Spotmärkten. Offen bleibt, mit welcher Frequenz und in welcher Höhe solche Knappheitspreise auftreten werden. Sicher ist jedoch, dass Knappheitspreise wichtige Impulse für den Markt liefern. So können positive Preisspitzen im Prinzip zur Finanzierung flexibler Erzeugungskapazität beitragen.

Zu einem funktionierenden Strommarkt gehören fernerhin negative Preise. Das Auftreten negativer Preise an der Börse ist ein relativ seltenes Phänomen, das auftritt sobald eine geringe Nachfrage auf eine hohe, unflexible Produktion trifft. Neben den erneuerbaren Energien begünstigen unflexible konventionelle Kraftwerke das Auftreten negativer Preise, die aus wirtschaftlichen Gründen (Ab- und Anfahrkosten) oder aus Gründen der Systemsicherheit die Einspeisung in Zeiten geringer Nachfrage aufrechterhalten. Negative Preise sind keineswegs eine Anomalie des Marktes – es handelt sich vielmehr um ein aussagekräftiges Preissignal, das auf ein kurzfristiges Überangebot hinweist. Preise müssen daher negativ werden können, um Rationierungen am Markt zu vermeiden, und um die Flexibilität von Kraftwerken, das Demand Side Management oder die Speicherung von Strom anzureizen. Allerdings spiegelt ein Markt mit häufigen negativen Preisen strukturelle Überkapazitäten wider. In den letzten fünf Jahren ist zu beobachten, dass negative Preise in weniger als 1% der Stunden aufgetreten sind, bei steigendem Anteil erneuerbaren Energien. Grundsätzlich dämpft die Marktkopplung die Ausprägung negativer Preise durch den Export von Erzeugungsüberschüssen in benachbarte Märkte ein.

Knappheitspreise bzw. negative Preise liefern wesentliche Signale für den Markt, haben kaum Auswirkungen für den Endkunden und sollten von der Politik zugelassen werden. Politische Akzeptanz von Knappheitspreisen und negativen Preisen ist eine zentrale Voraussetzung für das zukünftige Strommarktdesign, solange diese wettbewerblich ermittelt, wirtschaftlich gerechtfertigt und repräsentativ für Marktfundamente sind. Dabei ist wichtig zu unterstreichen, dass sowohl positive wie auch negative Preisspitzen im kurzfristigen Handel einen vernachlässigbaren Einfluss auf den durchschnittlichen Strompreis für Endkunden haben. Dieser orientiert sich maßgeblich am Terminmarktpreis.

Überlegungen zur möglichen Erhöhung der Preisobergrenze bedürfen weiterer eingehender Prüfung. Seit der Einführung des Börsenhandels in Deutschland wurde die Preisobergrenze von 3.000€/MWh auf dem Day-Ahead-Markt bzw. 9.999€/MWh auf dem Intraday-Markt nie erreicht. Der höchste in der Day-Ahead-Auktion ermittelte Preis trat noch vor der Marktkopplung auf, der ermittelte Preis am 7. November 2006 betrug 2.437€/MWh. Seitdem traten Knappheitspreise jedoch nicht mehr auf. Im Grünbuch wird je-

doch davon ausgegangen, dass Knappheitssituationen im Strommarkt 2.0 zukünftig vermehrt auftreten könnten. Vor dem Hintergrund einer zu erwartenden Anzahl an Stunden mit Lastverlust bleibt allerdings unklar, in wie vielen Stunden des Jahres die Preisobergrenze erreicht werden müsste um Investitionen in zusätzliche Kapazitäten anzureizen. Bisher gibt es demnach keine Anhaltspunkte dafür, dass die aktuellen Preisobergrenzen von 3.000€/MWh bzw. 9.999€/MWh zu niedrig gewählt wären. In jedem Falle ist anzumerken, dass die Preisgrenze an der Börse ein sogenanntes „Soft Cap“ bzw. eine „atmende Preisobergrenze“ darstellt. Sollte die Preisobergrenze in Zukunft ein oder mehrere Male erreicht werden, könnte diese ggf. nach Prüfung angepasst werden. Solche oder ähnliche Überlegungen müssten jedoch unter Rücksprache mit Marktteilnehmern, Projektpartnern der Marktkopplung sowie Regulierern im Detail auf ihre technische und wirtschaftliche Machbarkeit überprüft werden.

Markttransparenz und Marktintegrität müssen weiterhin aktiv gefördert werden. Das Vertrauen in den Markt wird durch eine transparente Preisbildung und Veröffentlichung von Marktinformationen gestärkt. Dazu leistet u.a. die enge Zusammenarbeit zwischen Strombörsen und Regulierungsbehörden, die effektive Umsetzung von REMIT sowie die Fortsetzung des Kampfes gegen Mehrwertsteuerbetrug einen maßgeblichen Beitrag.

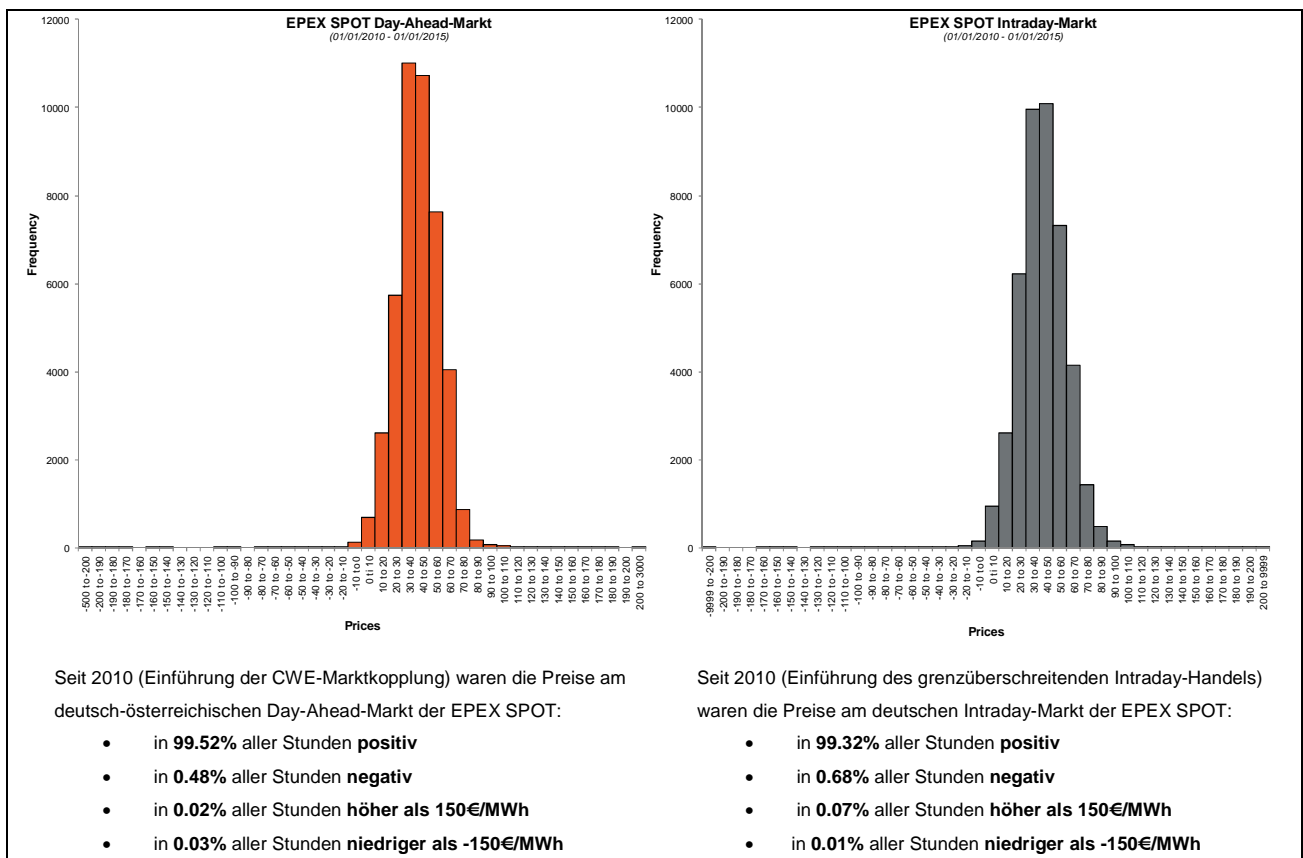


Abbildung 8 – Preisverteilung auf den deutschen Day-Ahead- und Intraday-Märkten (Quelle: EPEX SPOT)

Knapheitspreise von über 150€/MWh auf dem Day-Ahead Markt:						Knapheitspreise von über 150€/MWh auf dem Intraday-Markt:					
	2010	2011	2012	2013	2014		2010	2011	2012	2013	2014
Anzahl	--	--	8	--	--	Anzahl	4	1	22	3	--
Max. in €/MWh	--	--	210	--	--	Max. in €/MWh	190	162	273	163	--

Abbildung 9 – Knapheitspreise auf den deutschen Day-Ahead- und Intraday-Märkten (Quelle: EPEX SPOT)

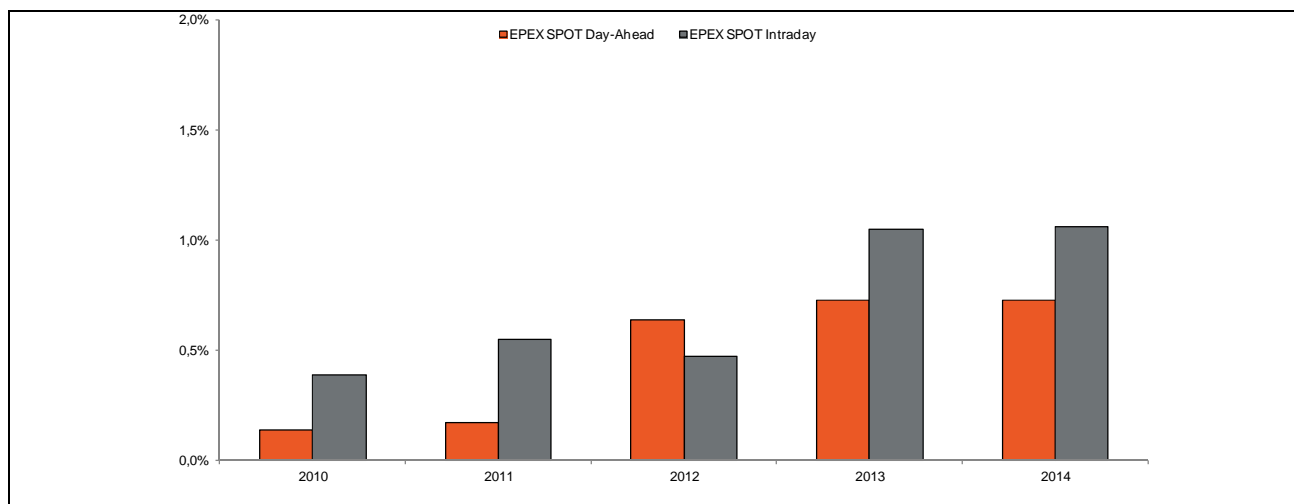


Abbildung 10 – Anteil negativer Preise auf den deutschen Day-Ahead- und Intraday-Märkten (Quelle: EPEX SPOT)

Kernaussagen –

Stärkung des Marktpreissignals

Fünfzehn Jahre nach der Liberalisierung des europäischen Strommarktes ist eine Stärkung des Marktpreissignals dringend erforderlich. Faire Strompreise können nur durch eine möglichst breite und transparente Zusammenführung von Angebot und Nachfrage sichergestellt werden. Strompreise sollten infolgedessen auf dem europäischen Strommarkt ermittelt, und nicht staatlich vorgeschrieben werden. Denn der Referenzpreis der Börse ist entscheidend für einen effizient funktionierenden Strommarkt. Dazu zählt das gelegentliche Auftreten von Knapheitspreisen oder negativen Preisen. Beide liefern wesentliche Signale für den Markt, haben kaum Auswirkungen für den Endkunden und sollten von der Politik zugelassen werden. Überlegungen zur möglichen Erhöhung der Preisobergrenze bedürfen hingegen weiterer eingehender Prüfung. Nicht zuletzt müssen Markttransparenz und Marktintegrität weiterhin aktiv gefördert werden.

B.3. MARKTINTEGRATION DER ERNEUERBAREN ENERGIEN UND FÖRDERUNG DER BILANZKREISVERANTWORTUNG

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 Energiequellen wird somit in den gekoppelten Stromspotmarkt integriert – seit 2010 in Zentralwesteuropa (CWE), und seit 2014 in 17 Ländern in Nord-, Süd und Zentralwesteuropa (NWE und SWE), heute in 19 Ländern. Signifikante Strommengen aus erneuerbaren Energiequellen werden somit in einem Markt gehandelt, der sich von der Algarve bis zum Nordkap erstreckt.

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.

EPEX SPOT begrüßt die Einführung der Direktvermarktung – erneuerbare Energien reagieren 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 11 – Aggregierte Gebotskurven, 16/02/2014, Stunde 06-07

Quelle: EPEX SPOT

Das zukünftige Strommarktdesign muss für alle Marktteilnehmer die gleichen Rechte und Pflichten vorsehen – dazu zählt Bilanzkreisverantwortung. Bilanzkreisverantwortung ist ein zentrales Element zum Erhalt der Systemsicherheit. Die Börse bewertet die bestehende Systematik grundsätzlich positiv: die Pflicht zum ausgeglichenen Bilanzkreis und zum Ausgleich von Abweichungen wird über Ausgleichsenergiepreise gesteuert. Perspektivisch sollte der Regelungsrahmen diese Pflichten für alle Marktteilnehmer gleichermaßen vorsehen. Dies setzt voraus, dass alle Marktteilnehmer dem Preissignal ausgesetzt werden, welches zu effizienten Vermarktungsentscheidungen und systemdienlichem Verhalten anreizt.

Diese Zielsetzungen werden derzeit über die Einführung marktbasierter Fördermechanismen, die Weiterentwicklung des Börsenhandels und die Harmonisierung der Regelleistungsmärkte verfolgt. So verpflichtet das 2014 novellierte EEG Neuanlagen zur Direktvermarktung, und damit zur Bilanzkreisverantwortung. Direktvermarkter sind u.a. für die Prognose und den Ausgleich von Abweichungen in ihrem Bilanzkreis verantwortlich. An der Börse ist der kontinuierliche Intraday-Handel bis zu 45 Minuten vor Lieferung möglich, eine weitere Verkürzung der Vorlaufzeit ist derzeit in Vorbereitung. Auch neue Handelsprodukte, wie z.B. das Viertelstundenprodukt der EPEX SPOT, bieten zusätzliche Möglichkeiten zur Bilanzkreisbewirtschaftung. Hierdurch verfügen auch kleinere und mittelgroße Marktteilnehmer über zusätzliche Möglichkeiten zur viertelstundenscharfen Optimierung von Erzeugungsrampen, zur Feinabstimmung von Kundenportfolien

und zum Ausgleich von Prognose-Abweichungen. Zudem sind neue Hedging- und Flexibilitätsprodukte an der Börse in Untersuchung (z.B. sogenannte „*physical options*“). Schließlich ist ebenfalls eine Weiterentwicklung und Harmonisierung der europäischen Regelenergiemärkte unabdingbar. Dies sollte jedoch nicht auf Kosten der Liquidität und Effizienz anderer Märkte – insbesondere des Intraday-Marktes – geschehen.

Kernaussagen –

Marktintegration der erneuerbaren Energien und Förderung der Bilanzkreisverantwortung

Erneuerbare Energien werden *de facto* seit Jahren in den europaweit gekoppelten Stromspotmarkt integriert. Dieser ist weniger anfällig für tages- oder jahreszeitenabhängige Schwankungen in der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Gerade die kurzfristigen Day-Ahead- und Intraday-Märkte haben sich in der ersten Phase der Energiewende zur Marktintegration der erneuerbaren Energien bewährt. Dies trifft sowohl auf die Vermarktung durch die Übertragungsnetzbetreiber wie auf die Direktvermarktung zu. Insbesondere im Rahmen der Direktvermarktung reagieren erneuerbare Energien auf das Marktpreissignal und nehmen am Wettbewerb teil. Perspektivisch muss das Strommarktdesign für alle Marktteilnehmer die gleichen Rechte und Pflichten vorsehen. Dazu zählt die Bilanzkreisverantwortung, welche über marktbasierende Fördermechanismen, neue Handelsprodukte und harmonisierte Regelenergiemärkte gefördert werden muss.

B.4. „SOWOHL-ALS-AUCH“ MAßNAHMEN: NETZAUSBAU UND ERHALT DER EINHEITLICHEN PREISZONE

Netzausbau und Zuschnitt der Preiszonen werden in Deutschland und Europa kontrovers diskutiert. EPEX SPOT stellt sich nachdrücklich hinter die Forderungen des Grünbuchs. In Deutschland stellt sich bei steigendem Anteil erneuerbarer Stromproduktion aus dem Norden die Frage des engpassfreien Transports in die südlichen Verbrauchszentren. In Europa sorgen sogenannte „Ringflüsse“ und die dreijährliche Überprüfung des Preiszonen-Zuschnitts im Rahmen des Netzkodex *Capacity Allocation and Congestion Management* (CACM) für Diskussionen. Mancherorts wird die Aufteilung der einheitlichen Preiszone als vermeintliche Lösung vorgeschlagen, entweder entlang der deutsch-österreichischen Grenze oder gar innerhalb Deutschlands. Man erhoffe sich dadurch Investitionsanreize für den Neubau von Kraftwerken in Süddeutschland, eine Verringerung der Engpässe, eine Begrenzung der Ringflüsse und selbst der Netzausbau würde dadurch hinfällig. Eine Vielzahl an Stakeholdern in Europa – darunter die Strombörsen – hält diese Argumentationslinie allerdings für irreführend. Die hierdurch geweckten Fehlerwartungen liefern keinen konstruktiven Beitrag zum zukünftigen Strommarktdesign. EPEX SPOT stellt sich daher nachdrücklich hinter die Forderungen des Grünbuchs: erforderlicher Netzausbau und Erhalt der einheitlichen Preiszone.

Mangelnder Netzausbau bedroht das Funktionieren des Strommarktes und damit die Versorgungssicherheit. Leitungen sind die Grundlage für einen funktionierenden Stromhandel. Deshalb ist es richtig und wichtig, physikalische Herausforderungen wie temporäre Netzengpässe und Ringflüsse mit adäquaten Maßnahmen anzugehen. Dazu gehören Re-dispatch (auch grenzüberschreitend), die Umsetzung der flussbasierten Kapazitätsberechnung, sowie der Netzausbau. Während bei den ersten beiden Maßnahmen weiterhin Fortschritte gemacht werden, kommt der Netzausbau aus wirtschaftlichen und politischen Gründen ins Stocken. Ein mangelnder Ausbau der Netze und Grenzkuppelstellen führt jedoch zu physikalischen Herausforderungen, die auch durch Anpassungen im Markt nicht adressiert werden können und zu Ineffizienzen im zukünftigen Strommarktdesign führen.

Eine mögliche Aufteilung der gemeinsamen Strompreiszone stellt keine Alternative zum Netzausbau dar – und zieht in jedem Fall negative Auswirkungen nach sich. EEX und EPEX SPOT haben das auf energiewirtschaftliche Fragen spezialisierte Beratungsunternehmen Consentec beauftragt, die wirtschaftlichen Kosten und Vorteile einer möglichen Aufteilung der einheitlichen Preiszone zu untersuchen. Die im Februar 2015 veröffentlichte Studie „*An Economic Efficiency Analysis of Introducing Smaller Bidding Zones*“ betrachtet sowohl quantitative als auch qualitative Aspekte, um folgenden „*Tradeoff*“ zu untersuchen: eine Aufteilung der Preiszone führt zu Ineffizienzen in der Bewirtschaftung der Übertragungskapazitäten; demgegenüber entstehen bei Beibehalt der integrierten Preiszone Kosten aus gelegentlichen Redispatch-Maßnahmen. Die Studie vergleicht mit Hilfe von modellbasierten Analysen beide Kostenfakto-

ren und gelangt zu dem Ergebnis, dass eine Aufteilung der deutschen Preiszone alleine die variablen Kosten um 100 Millionen Euro pro Jahr anschwellen lassen würde. Hinzu kommen erhebliche Ineffizienzen wie Liquiditätsverlust, Beeinträchtigung der wettbewerblichen Strukturen, anfallende Transaktionskosten und erhöhte Unsicherheit im Markt. Eine Aufteilung der einheitlichen Preiszone bringt demnach kritische wirtschaftliche und wettbewerbliche Nachteile mit sich, ohne die physikalischen Herausforderungen des Netzes – Engpässe, Ringflüsse, etc. – effizient zu lösen. Die klare Empfehlung der Studie lautet, die einheitliche Preiszone zu erhalten, und den Netzausbau voranzutreiben.

Netzausbau und Erhalt der einheitlichen Preiszone sind „Sowohl-als-auch“ Maßnahmen. Ein effizientes Strommarktdesign, das Versorgungssicherheit und Wettbewerb ermöglicht, ist sowohl auf den Ausbau der Netze als auf den Erhalt liquider Märkte mit robusten Preissignalen angewiesen. Zur Stärkung des europäischen Strombinnenmarktes sollten statt einer „Balkanisierung“ der Preiszonen vielmehr Wege zur besseren Marktintegration gefunden werden. Aus diesen Gründen müssen Netzausbau und Erhalt der einheitlichen Preiszone als „Sowohl-als-auch“ Maßnahmen betrachtet werden.

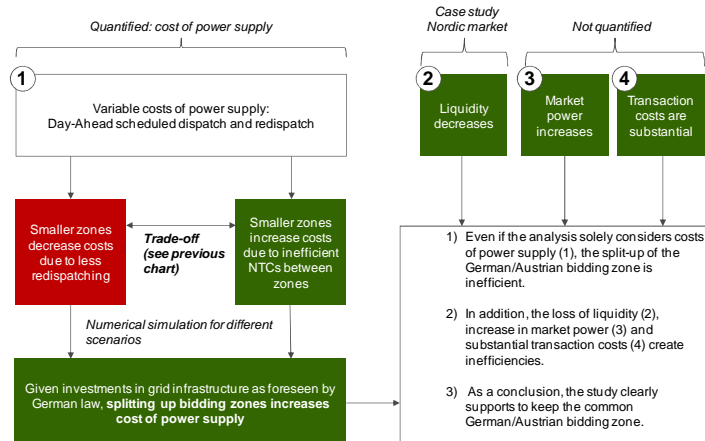


Abbildung 12 – Grundriss der von EEX und EPEX SPOT veröffentlichten Preiszonstudie

Quelle: Consentec

Kernaussagen –

„Sowohl-als-auch“ Maßnahmen: Netzausbau und Erhalt der einheitlichen Preiszone

Während Netzausbau und Zuschnitt der Preiszonen in Deutschland und Europa kontrovers diskutiert werden, stellt sich EPEX SPOT nachdrücklich hinter die Forderungen des Grünbuchs. Mangelnder Netzausbau bedroht das Funktionieren des Strommarktes und damit die Versorgungssicherheit. Und eine mögliche Aufteilung der einheitlichen Strompreiszone stellt keine Alternative zum Netzausbau dar, sondern zieht in jedem Fall negative Auswirkungen nach sich. Aus diesen Gründen müssen Netzausbau und Erhalt der einheitlichen Preiszone als „Sowohl-als-auch“ Maßnahmen betrachtet werden.

B.5. INTENSIVIERUNG DER EUROPÄISCHEN KOOPERATION

Die Energiewende ist in Europa angekommen. Der in Europa geltende 2020-Rahmen und die darin enthaltenen „20-20-20“-Ziele werden fortgeschrieben. Dies entschied der Europäische Rat vom 23./24. Oktober 2014, bei dem sich die 28 Staats- und Regierungschefs auf die neuen EU-Klima und Energieziele bis 2030 geeinigt haben. Neben dem verbindlichen Ziel die Treibhausgasemissionen gegenüber 1990 um mindestens 40 Prozent zu mindern, sowie einem indikativen Energieeffizienzziel von mindestens 27 Prozent Energieeinsparungen, wurde ein eigenständiges Ziel für den Anteil der erneuerbaren Energien am Energieverbrauch von mindestens 27 Prozent festgelegt. Auch in den kommenden Jahren werden maßgebliche Impulse für die Entwicklung des europäischen Strommarktes neben den Mitgliedsstaaten vermehrt vom Europäischen Parlament, der Juncker-Kommission und dem Europäischen Rat ausgehen.

Ein gut funktionierender Strombinnenmarkt ist Grundvoraussetzung für jedwede Energiewende in Europa. Nach zwei Jahrzehnten der Strommarktliberalisierung bleibt festzustellen, dass aufgrund mangelnder Koordinierung der Energiepolitiken einzelner Mitgliedsstaaten weiterhin erhebliche Verwerfungen im europäischen Strommarkt bestehen. So untergraben beispielsweise divergierende nationale Fördermechanismen für Erneuerbare Energien, Kapazitätsmechanismen oder regulierte Strompreise die über Jahre erarbeiteten Effizienzgewinne der miteinander gekoppelten Stromgroßhandelsmärkte. Dadurch wird eine der konkretesten Umsetzungen des „*Internal Energy Market*“ (IEM) in Frage gestellt – und mit ihr die noch zu konkretisierende Energieunion.

Der Erfolg des zukünftigen Strommarktdesigns beruht auf einer engen Abstimmung der Energiepolitiken in Europa. Zur Sicherstellung eines bezahlbaren, sicheren und nachhaltigen Energiesystems sind klare Impulse aus Politik und Wirtschaft erforderlich. Entscheidungsträger aus den europäischen Mitgliedsstaaten müssen nach einer verstärkten Zusammenarbeit streben, um ein marktbasierendes, europäisches und zuverlässiges Strommarktdesign zu erarbeiten. Dabei sollte stets darauf geachtet werden, dass sowohl die europäische als auch die nationale Umsetzung des zukünftigen Strommarktdesigns dem Markt ausreichend Freiraum zur Weiterentwicklung lässt.

Ein stabiles Marktumfeld und ein vorhersehbarer rechtlicher Rahmen sind Grundvoraussetzung für Vertrauen und Investitionen in den Strommarkt von morgen. Investitionen und liquider Handel benötigen stabile und vorhersehbare Rahmenbedingungen. Um das zukünftige Strommarktdesign erfolgreich umsetzen zu können, plädiert EPEX SPOT daher ausdrücklich für eine transparente, grenzüberschreitende und wahrlich europäische Kooperation. Vor diesem Hintergrund unterstreicht die Börse die Bedeutung einer effizienten Zusammenarbeit zwischen den Mitgliedsstaaten, den europäischen Institutionen und den Vertretern der Industrie, um die immer drängenderen Herausforderungen im Energiesektor angemessen anzugehen.

Kernaussagen –

Intensivierung der Europäischen Kooperation

Die Energiewende ist in Europa angekommen. Neben den Mitgliedsstaaten werden auch die europäischen Institutionen vermehrt Impulse für die Entwicklung des zukünftigen Strommarktdesigns liefern. Denn ein gut funktionierender Strombinnenmarkt ist Grundvoraussetzung für jedwede Energiewende in Europa. Der Erfolg beruht folglich auf einer engen Abstimmung der Energiepolitiken in Europa. Vertrauen und Investitionen in den Strommarkt von morgen werden ohne ein stabiles Marktumfeld und einen vorhersehbaren rechtlichen Rahmen nicht realisierbar sein.

C. ANMERKUNGEN ZUR GRUNDSATZENTSCHEIDUNG: STROMMARKT 2.0 ODER KAPAZITÄTSMARKT

Die Grundsatzfrage „Strommarkt 2.0 oder Kapazitätsmarkt“ bleibt länderspezifisch. In Mitgliedsstaaten mit ausgereiften Energiemärkten ist eine vollständige Ausschöpfung des Potentials des Energy-Only-Marktes zu bevorzugen. Im derzeitigen europäischen Kontext muss jeder Mitgliedstaat sorgfältig prüfen, ob die Einführung von Kapazitätsmechanismen für die Aufrechterhaltung der nationalen Versorgungssicherheit erforderlich ist oder nicht. Bei dieser Betrachtung sind in erster Linie die rasche Fertigstellung des Strombinnenmarktes sowie die vollständige Ausschöpfung des Potentials des Energy-Only-Marktes zu empfehlen. In Mitgliedsstaaten mit ausgereiften Energiemärkten ist dies die zu bevorzugende Lösung, um dem Bedarf nach Flexibilität und Versorgungssicherheit gerecht zu werden. In solch einem zukünftigen Strommarktdesign stellt das marktbasierete Referenzpreissignal die Entscheidungsgrundlage für Marktteilnehmer dar.

In Mitgliedsstaaten, in denen die „Sowieso“-Maßnahmen nicht ausreichend oder umsetzbar wären, könnten komplementäre Kapazitätsmechanismen eingeführt werden. Manche Mitgliedsstaaten stehen vor akuten Herausforderungen an die nationale Versorgungssicherheit. Sollten in solchen Fällen „Sowieso“-Maßnahmen nicht ausreichen oder rechtzeitig umsetzbar sein, könnten komplementäre Kapazitätsmechanismen die Vollendung des Strombinnenmarktes unterstützen. Dabei ist nachdrücklich zu unterstreichen, dass solche Kapazitätsmechanismen mit dem Gesamtziel eines integrierten europäischen Strombinnenmarktes vereinbar sein müssen. Sie sollten daher marktbasierete, diskriminierungsfrei, grenzüberschreitend koordiniert und europakompatibel sein.

In Deutschland herrscht weiterhin Uneinigkeit bei der Grundsatzfrage „Strommarkt 2.0 oder Kapazitätsmarkt“ – letztlich wird es eine politische Antwort geben müssen. In der deutschen Debatte herrscht weiter Uneinigkeit darüber, ob die regulatorischen Rahmenbedingungen auch in Zukunft eine sichere Versorgung mit Strom gewährleisten können, oder ob darüber hinaus staatliche Eingriffe in Form von Kapazitätsmechanismen notwendig sind. Bislang kann diese Frage nicht abschließend beantwortet werden. Sicher ist jedoch, dass die Energiewende mit steigendem Anteil erneuerbarer Energien die Anforderungen an flexible Erzeugungskapazitäten erhöht. Um diese Flexibilität gewährleisten zu können, werden Investitionen in elektrische Anlagen, Speicher und Lastreduktion oder -verschiebung notwendig sein. Letztlich wird es eine politische Antwort auf die Frage geben müssen, ob die für die Versorgungssicherheit benötigten Investitionssignale aus einem weiterentwickelten Strommarkt mit Knappheitspreisen, oder aus einem zusätzlichen Kapazitätsmechanismus kommen sollen.

Kernaussagen –

Grundsatzentscheidung: Strommarkt 2.0 oder Kapazitätsmarkt

Im derzeitigen europäischen Kontext bleibt die Grundsatzfrage „Strommarkt 2.0 oder Kapazitätsmarkt“ länderspezifisch. In Mitgliedsstaaten mit ausgereiften Energiemärkten ist eine Weiterentwicklung des Energy-Only-Marktes zu bevorzugen. In Mitgliedsstaaten, in denen die „Sowieso“-Maßnahmen nicht ausreichend oder umsetzbar wären, könnten komplementäre Kapazitätsmechanismen eingeführt werden. Diese sollten marktbasiert, diskriminierungsfrei, grenzüberschreitend koordiniert und Europa-kompatibel sein. Im konkreten Falle Deutschlands herrscht weiterhin Uneinigkeit bei der Grundsatzfrage „Strommarkt 2.0 oder Kapazitätsmarkt“ – letztlich wird es eine politische Antwort geben müssen.