

DISKUSSIONSPROZESS ZUM BMWI- IMPULSPAPIER „STROM 2030“

STELLUNGNAHME DER EPEX SPOT

PARIS, 31. OKTOBER 2016

EPEXSPOT

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

Public Affairs & Communications, Wolfram Vogel, Patrick Adigbli & Kora Töpfer, Tel +33 (0) 1 73 03 62 08, publicaffairs@epexspot.com

Offices: Hoogoorddreef 7, 1101 BA Amsterdam (Netherlands); Augustusplatz 9, 04109 Leipzig (Germany); Marktgasse 20, 3011 Bern (Switzerland); 11 Westferry Circus, London E14 4HE (UK), 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. Einleitung	4
B. Zusammenfassung.....	5
C. Stellungnahme zu den Leitfragen von Trend 3 „Die Strommärkte werden europäischer“	6
Leitfrage 1: In welchen Bereichen sollte die Integration der Strommärkte voranschreiten, um die Potenziale des Binnenmarktes für die Energiewende zu heben? Welche politischen und rechtlichen Rahmenbedingungen sind dazu erforderlich?	6
Leitfrage 2: Welche konkreten Hemmnisse zur Flexibilisierung der europäischen Strommärkte bestehen? Wie können diese abgebaut werden?	10
Leitfrage 3: In welchen Bereichen sollen auf europäischer Ebene die Rahmenbedingungen weiter vertieft und angeglichen werden, wo sind regionale Ansätze vielversprechender? Wie können solche regionalen Ansätze zur Zusammenarbeit aussehen?	15

A. EINLEITUNG

Sehr geehrte Damen und Herren,

Die Europäische Strombörse EPEX SPOT begrüßt die Möglichkeit, an dem vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) gestarteten Diskussionsprozess „Strom 2030“ über die zukünftige Versorgung mit Strom teilzunehmen. Gerne antwortet EPEX SPOT auf die Fragen des im Diskussionspapier dargelegten Trends 3 „Die Strommärkte werden europäischer“, welcher direkt und indirekt den börslichen Stromspothandel betrifft.

Unsere Märkte und insbesondere Deutschland liegen im Herzen Europas. EPEX SPOT ist daher natürlicher Motor der marktbasierter Integration der europäischen Strommärkte. Bereits in der Vergangenheit hat die Strombörse daher aktiv an der Debatte um die zukünftige Gestaltung des deutschen und des europäischen Strommarktes teilgenommen, insbesondere mit Stellungnahmen zum Grün- und Weißbuch „Ein Strommarkt für die Energiewende“, zum deutschen Strommarktgesetz sowie zum europäischen Strommarktdesign „Consultation on a new energy market design“. Mit dieser Stellungnahme möchten wir uns in die weichenstellenden Diskussionsprozesse zum deutschen und europäischen Strommarktdesign der Zukunft einbringen. Insbesondere beleuchten wir:

1. Die politischen und regulatorischen Rahmenbedingungen zur Integration der europäischen Strommärkte;
2. Den Abbau der Hemmnisse zur Flexibilisierung der europäischen Strommärkte;
3. Die Ansätze zur regionalen und europäischen Zusammenarbeit.

Wir möchten an dieser Stelle zudem auf die Stellungnahme der EEX AG verweisen, welche die Trends 1, 2, 4, 6, 9, 10, 11 und 12 beleuchtet.

Für den weiteren Austausch stehen wir zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen



Dr. Wolfram Vogel
Director Public & Regulatory Affairs



Patrick Adigbli
Head of Public & Regulatory Affairs

B. ZUSAMMENFASSUNG

INTEGRATION DER EUROPÄISCHEN STROMMÄRKTE

Die CACM-Verordnung 2015/1222 gibt den politisch-regulatorischen Rahmen für die weitere Harmonisierung der Strommärkte Europas vor. Auf dem Day-Ahead-Markt geht es zukünftig vorrangig darum, die verbleibenden noch nicht gekoppelten Märkte Zentralosteuropas und die Schweiz an die Multi-Regionen-Kopplung anzuschließen sowie die lastflussbasierte Marktkopplung auf weitere Regionen Europas auszuweiten. Beim grenzüberschreitenden Intraday-Handel liegen die zukünftigen Herausforderungen für die europäische Integration in der Fertigstellung des XBID-Projekts und den damit verbundenen lokalen Implementierungsprojekten. Im Vergleich zu den weitgehend gekoppelten Day-Ahead- und Intraday-Märkten ist die Integration und Harmonisierung der europäischen Regelenenergiemärkte deutlich weniger vorangeschritten. EPEX SPOT setzt sich daher für eine europäische Ausgestaltung von Regelenenergie im Netzkodex *Electricity Balancing* ein. Dabei ist eine klare Abtrennung von Intraday- und Regelenenergiemärkten notwendig. Darüber hinaus gefährden die aktuellen Diskussionen um kleinere Preiszonen den Integrationsprozess der europäischen Strommärkte.

HEMMNISSE ZUR FLEXIBILISIERUNG DER EUROPÄISCHEN STROMMÄRKTE

Um die Flexibilisierung der europäischen Strommärkte weiter voranzutreiben, gilt es, die Harmonisierung der Märkte sowie die Produktinnovation fortzusetzen. Insbesondere durch die Harmonisierung der Vorlaufzeiten, die Stärkung des Marktpreissignals, klare Regelungen für Knappheitspreise sowie die Einführung neuer Produkte sind zukünftig weitere Flexibilitätspotenziale zu heben. Durch die aktive Weiterentwicklung innovativer Flexibilitätsprodukte, wie 30- und 15-Minuten-Kontrakte im kontinuierlichen Handel und per Auktion, trägt EPEX SPOT dazu bei.

EUROPÄISCHE VS. REGIONALE EBENE

Europa ist die richtige Dimension für Strom. Zentrale Instrumente auf europäischer Ebene sind die Marktkopplung sowie die Herausbildung zusammenhängender Marktgebiete. Um Marktverzerrungen und regulatorische Schieflagen zu vermeiden, müssen europäische, regionale und nationale Energiepolitik im Einklang miteinander stehen. Auf regionaler Ebene können Instrumente und Regelungen getestet werden, um sie anschließend auf weitere Regionen oder die europäische Ebene auszuweiten. Ein wichtiger Schritt hin zur regionalen Harmonisierung ist die im Juni 2015 von Deutschland und seinen elektrischen Nachbarn unterzeichnete Erklärung. Im Rahmen des Pentilateralen Energieforums setzt sich EPEX SPOT auf regionaler Ebene für den Abbau rechtlicher und regulatorischer Hürden ein.

C. STELLUNGNAHME ZU DEN LEITFRAGEN VON TREND 3 „DIE STROMMÄRKTE WERDEN EUROPÄISCHER“

LEITFRAGE 1: IN WELCHEN BEREICHEN SOLLTE DIE INTEGRATION DER STROMMÄRKTE VORANSCHREITEN, UM DIE POTENZIALE DES BINNENMARKTES FÜR DIE ENERGIEWENDE ZU HEBEN? WELCHE POLITISCHEN UND RECHTLICHEN RAHMENBEDINGUNGEN SIND DAZU ERFORDERLICH?

1. 1. CACM-Verordnung – Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement

Die im August 2015 in Kraft getretene Verordnung (EU) 2015/1222 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement (CACM-Verordnung) gibt den **politisch-regulatorischen Rahmen der weiteren Harmonisierung der Strommärkte Europas** vor. Sie enthält verbindliche Regelungen für den grenzüberschreitenden Day-Ahead- und Intraday-Handel, die derzeit von Strombörsen, Übertragungsnetzbetreibern und nationalen Regulierungsagenturen umgesetzt werden.

Bis Ende des Jahres 2015 musste jeder Mitgliedstaat einen oder mehrere **Strommarktbetreiber für die Day-Ahead- und Intraday-Kopplung** designieren (*Nominated Electricity Market Operators*, im Folgenden NEMOs). EPEX SPOT ist in allen seinen Kernmärkten als NEMO designiert, d.h. Deutschland, Frankreich, Großbritannien, Österreich, Belgien, Niederlande und Luxemburg. Mit dem sogenannten NEMO-Reisepass plant EPEX, Polen sowie die nordischen Länder Dänemark, Norwegen, Schweden und Finnland zukünftig zu bedienen. Die CACM-Verordnung verpflichtet die NEMOs in enger Zusammenarbeit mit den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNBs) Geschäftsbedingungen und Methoden für die Marktkopplung zu entwickeln. Hierzu wurde eine Governance-Struktur geschaffen, die die Koordination der gemeinsamen NEMO-Aufgaben erleichtert sowie die Einbeziehung der Stakeholder und der Konsultationsvorgaben vereinfacht. EPEX SPOT wurde mit dem Vorsitz der Governance-Struktur beauftragt.

Die Erstellung des sogenannten **Marktkopplungsbetreiber-Plans** (MKB-Plan) gehörte zu den ersten Aufgaben der NEMOs. Dieser Plan legt die Steuerungsfunktionen und technischen Vereinbarungen dar, mit denen die NEMOs die Marktkopplungs-Funktionen ausführen. EPEX SPOT hat aktiv an der Erstellung und Koordinierung des MKB-Plans teilgenommen, der im April 2016 den nationalen Regulierungsagenturen (NRAs) übermittelt wurde.

Zukünftig geht es darum, die CACM-Verordnung erfolgreich umzusetzen. Bis Ende des Jahres werden die NEMOs mehrere Entwürfe für Geschäftsbedingungen und Methoden vorlegen, darunter zu den Algorithmen, den Produkten, den Höchst- und Mindestpreisen und den Backup-Methoden. EPEX SPOT ist in

diesen Diskussionen aktiv involviert und setzt sich für harmonisierte Lösungen ein, die die Kosteneffizienz und die zukünftige operationelle Robustheit stärken.

1. 2. Day-Ahead und Intraday Marktkopplung

Seit langem sind die nationalen Strommärkte keine „elektrischen Inseln“ mehr. Die rasante Entwicklung des grenzüberschreitenden Stromhandels im letzten Jahrzehnt ist Ausdruck der erfolgreichen Integration der europäischen Strommärkte. Die sogenannte **Marktkopplung ist dabei ein zentrales Element zur Vollendung des europäischen Strombinnenmarktes**. Sie optimiert die Nutzung bestehender grenzüberschreitender Stromleitungen und stellt somit sicher, dass Strom immer dorthin fließt, wo er gerade am meisten benötigt wird. Die Marktkopplung wurde zunächst auf privatwirtschaftlicher Ebene von den Strombörsen und ÜNBs entwickelt, bevor sie mit der CACM-Verordnung in EU-Recht überführt und damit verbindlich wurde. EPEX SPOT ist seit über zehn Jahren an allen maßgeblichen Projekten beteiligt, und treibt auch weiterhin die europäische Marktkopplung entscheidend voran.

Die Kopplung der Day-Ahead-Märkte ist bereits fast vollständig realisiert. Bereits heute sind 23 Länder Europas Teil der sogenannten Multi-Regionen-Kopplung und decken 90 Prozent des europäischen Strombedarfs ab:

- 2006 begann die Kopplung der Märkte mit Frankreich, Belgien und den Niederlanden
- 2010 wurde sie auf Deutschland, Österreich und Luxemburg ausgeweitet
- 2012 kamen Tschechien, die Slowakei und Ungarn hinzu
- 2014 dann Rumänien
- Ebenfalls 2014 kamen die nord-westlichen und süd-westlichen Länder Europas hinzu
- 2015 Italien und Slowenien
- und 2016 schließlich die österreichisch-slowenische Grenze.

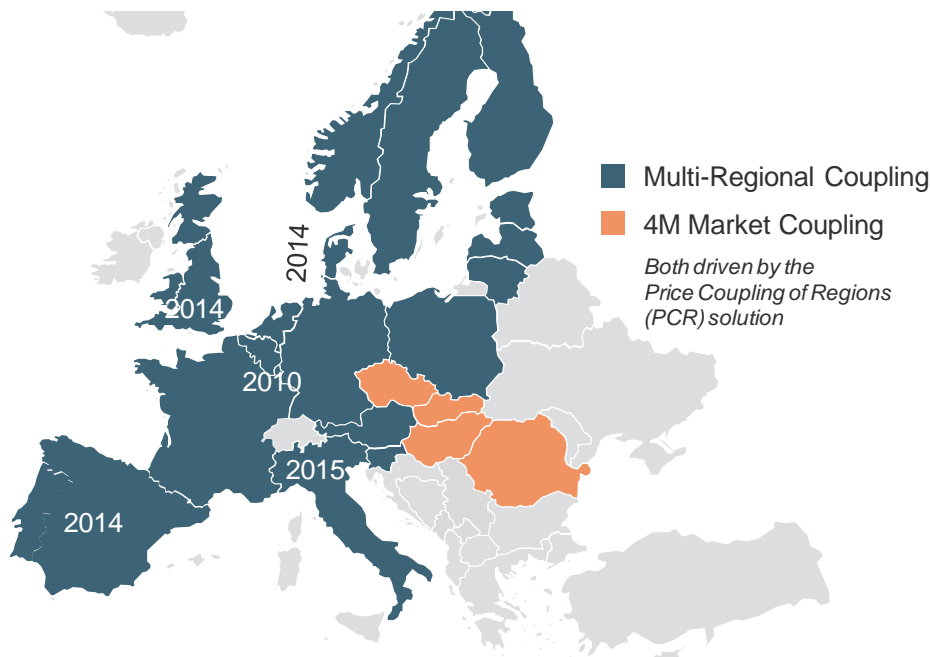


Abbildung 1 – Day-Ahead Marktkopplung in Europa (Stand: 2016)

Quelle: EPEX SPOT

Zukünftig geht es vorrangig darum, verbleibende noch nicht gekoppelte Märkte Zentralosteuropas an die Multi-Regionen-Kopplung anzuschließen. Hervorzuheben ist an dieser Stelle ebenfalls die Schweiz: trotz der hervorragenden Vernetzung mit den Nachbarländern und der wichtigen Rolle als Transitland ist die Schweiz noch nicht gekoppelt. Hierdurch entstehen jährlich volkswirtschaftliche Verluste in Millionenhöhe. **Technisch ist die Kopplung der Schweiz bereits seit Februar 2015 innerhalb weniger Monate möglich, jedoch fehlt bislang ein Abkommen zwischen der EU und der Schweiz**, um die Marktkopplung politisch bzw. regulatorisch zu ermöglichen. Schließlich gilt es, die seit Mai 2015 in Zentralwesteuropa im Einsatz befindliche **lastflussbasierte Marktkopplung** zur effizienten Bestimmung von Übertragungskapazitäten und Stromflüssen auf weitere Regionen Europas auszuweiten (Flow-Based-Methode).

Durch den Rund-um-die-Uhr Handel von Strom an den kontinuierlichen Intraday-Märkten ist es Marktteilnehmern möglich, auf Grundlage verbesserter Prognosedaten ihre Portfolien effizienter auszugleichen. EPEX SPOT bemüht sich seit mehreren Jahren, liquide Kurzfristmärkte in Europa zu etablieren. Die **Intraday-Märkte der EPEX SPOT wurden deshalb schrittweise erfolgreich miteinander gekoppelt**. Heute wird die M7 Intraday-Handelsplattform für alle kontinentalen EPEX SPOT Intraday-Märkte genutzt:

- Seit 2010 sind die Intraday-Märkte in Deutschland und Frankreich miteinander gekoppelt.
- 2012 wurden sie auf Österreich ausgeweitet.
- 2013 dann die Schweiz,
- und im Oktober 2016 wurden die niederländischen und belgischen Intraday-Märkte erfolgreich angebunden.

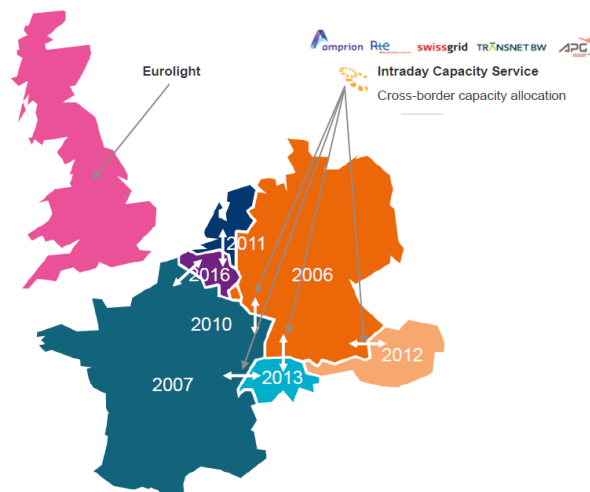


Abbildung 2 – Grenzüberschreitender Intraday-Handel an der EPEX SPOT (Stand: 2016)

Quelle: EPEX SPOT

Des Weiteren arbeitet EPEX zusammen mit den anderen Strombörsen und ÜNBs an dem sogenannten XBID-Projekt (*European Cross-Border Intraday Solution*), der Intraday-Lösung für den grenzüberschreitenden Handel an 12 europäischen Grenzen. **Zukünftige Herausforderungen für die europäische Integration liegen in der Fertigstellung des XBID-Projekts und den damit verbundenen lokalen Implementierungsprojekten**. Die damit einhergehende Ausweitung der Kopplung der Intraday-Märkte ist für Ende 2017 angesetzt. Trotz erheblicher Fortschritte muss festgestellt werden, dass die letzten Schritte auf dem Weg zur vollständigen Harmonisierung mit besonders hohem Integrationsaufwand verbunden sind.

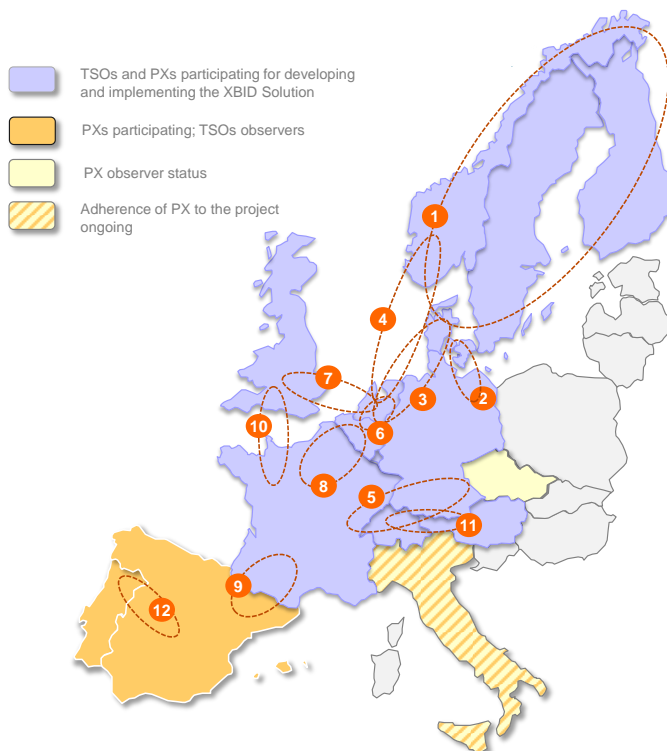


Abbildung 3 – European Cross-Border Intraday Solution

Quelle: EPEX SPOT

1. 3. Regelenergiemärkte

Die Integration und Harmonisierung der europäischen Regelenergiemärkte ist deutlich weniger vorangeschritten als in den weitgehend gekoppelten Day-Ahead- und Intraday-Märkten (vgl. u.a. Pentilateral Energy Forum 2016: Penta SG3 – Technical Background Paper – Intraday; CE Delft and Microeconomics 2016: Refining Short-Term Electricity Markets to Enhance Flexibility. Study on behalf of Agora Energiewende). Auch der Handel mit Regelenergie könnte durchaus europäisch ausgestaltet werden. Die Zulassung der grenzüberschreitenden Teilnahme von Anbietern auf europäischen Regelenergiemärkten könnte zu erhöhter Versorgungssicherheit führen. EPEX SPOT setzt sich daher weiterhin für eine europäische Ausgestaltung von Regelenergie im Netzkodex *Electricity Balancing* ein. **Hierbei ist eine klare Trennung der Intraday- und Regelenergiemärkte nötig**, um Marktverzerrungen und Arbitrage zu verhindern und die richtigen ökonomischen Anreize zu liefern, den Zugriff auf Regelenergie zu minimieren. Ebenfalls muss die mögliche Reservierung von grenzüberschreitenden Kapazitäten für Regelenergie klargestellt werden.

1. 4. Preiszonen

Abschließend weist EPEX SPOT darauf hin, dass die aktuell laufenden **Diskussionen um kleinere Preiszonen Gefahr laufen, den Integrationsprozess der europäischen Strommärkte zu untergraben**. Die im Februar 2015 veröffentlichte Studie „An Economic Efficiency Analysis of Introducing Smaller Bidding Zones“ von Consentec untersucht sowohl die wirtschaftlichen Kosten und als auch die Vorteile einer möglichen Aufteilung der einheitlichen Preiszone. Die Studie kommt zu dem Ergebnis, dass eine Aufteilung der Preiszone zu Ineffizienzen in der Bewirtschaftung der Übertragungskapazitäten, Liquiditätsverlust, Beeinträchtigung der wettbewerblichen Strukturen, anfallenden Transaktionskosten und erhöhter Unsicherheit im Markt führt. An dieser Stelle sei auf die Stellungnahme der EEX AG zum Diskussionspapier „Strom 2030“ verwiesen.

LEITFRAGE 2: WELCHE KONKRETEN HEMMNISSE ZUR FLEXIBILISIERUNG DER EUROPÄISCHEN STROMMÄRKTE BESTEHEN? WIE KÖNNEN DIESE ABGEBAUT WERDEN?

Um die Flexibilisierung der europäischen Strommärkte weiter voranzutreiben, gilt es, die **Harmonisierung der Märkte sowie die Produktinnovation** weiterhin fortzusetzen. Insbesondere die Harmonisierung der Vorlaufzeiten, die Stärkung des Marktpreissignals, klare Regelungen für Knappheitspreise sowie die Einführung neuer Produkte sollten erlauben, weitere Flexibilisierungspotenziale zu heben.

2.1. Harmonisierung der Vorlaufzeiten auf den Intraday-Märkten

Im Juli 2015 hat EPEX SPOT die **Vorlaufzeiten auf allen Intraday-Märkten verkürzt**. Seitdem ist der Handel mit Strom in Deutschland, Frankreich und Österreich bis 30 Minuten vor Lieferung möglich. In der Schweiz und bei grenzüberschreitenden Transaktionen läuft der Handel nun bis 60 Minuten vor Lieferung. Zuvor variierte die Spanne zwischen Handelsschluss und Lieferzeitpunkt zwischen 45 und 75 Minuten, abhängig vom Land und den Handelsschlusszeiten an den Grenzen, die von den ÜNBs festgelegt wird. Im Rahmen des Forums zur regionalen Kooperation in Zentralwesteuropa arbeitet EPEX SPOT gemeinsam mit Vertretern aus Politik und Wirtschaft aus Deutschland, Österreich, Belgien, Frankreich, Luxemburg, den Niederland und der Schweiz an der weiteren Integration und Harmonisierung der Kurzfristmärkte.

Handel an der EPEX SPOT	Vorlaufzeit vor 2015	Vorlaufzeit seit 2015
in Belgien		5 Minuten
in den Niederlanden		5 Minuten
in Deutschland	45 Minuten	30 Minuten
in Frankreich	45 Minuten	30 Minuten
in Österreich	75 Minuten	30 Minuten
in der Schweiz	75 Minuten	60 Minuten
in Großbritannien		75 Minuten
zwischen Deutschland & Frankreich	60 Minuten	60 Minuten
zwischen Deutschland & Österreich	75 Minuten	60 Minuten
zwischen Deutschland & der Schweiz	75 Minuten	60 Minuten
zwischen Frankreich & der Schweiz	75 Minuten	60 Minuten
zwischen Belgien & den Niederlanden		90 Min / 150 Min

Abbildung 4 – Verkürzte Vorlaufzeiten an den Intraday-Märkten der EPEX SPOT

Quelle: EPEX SPOT

2.2. Freie Preisbildung und Stärkung des Marktpreissignals

Um weitere Flexibilisierungspotenziale zu heben, ist die Stärkung des Marktpreissignals unerlässlich. Aus diesem Grund unterstützt EPEX SPOT die eingangs im Weißbuch des BMWi vorgeschlagene und nun im Strommarktgesetz verankerte Maßnahme zur freien Preisbildung. Faire und transparente Strompreise können nur durch eine möglichst breite Zusammenführung von Angebot und Nachfrage sichergestellt werden. **Die Strombörse spielt bei der freien Preisbildung für den europäischen Wettbewerb eine wesentliche Rolle.** EPEX SPOT ermittelt und veröffentlicht täglich den Referenzpreis für Strom als Schnittpunkt der europäischen Angebots- und Nachfragekurven. Dieser Referenzpreis ist entscheidend für einen effizient funktionierenden Strommarkt: er leitet kurzfristige Erzeugungs- und Verbrauchsentscheidungen 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.

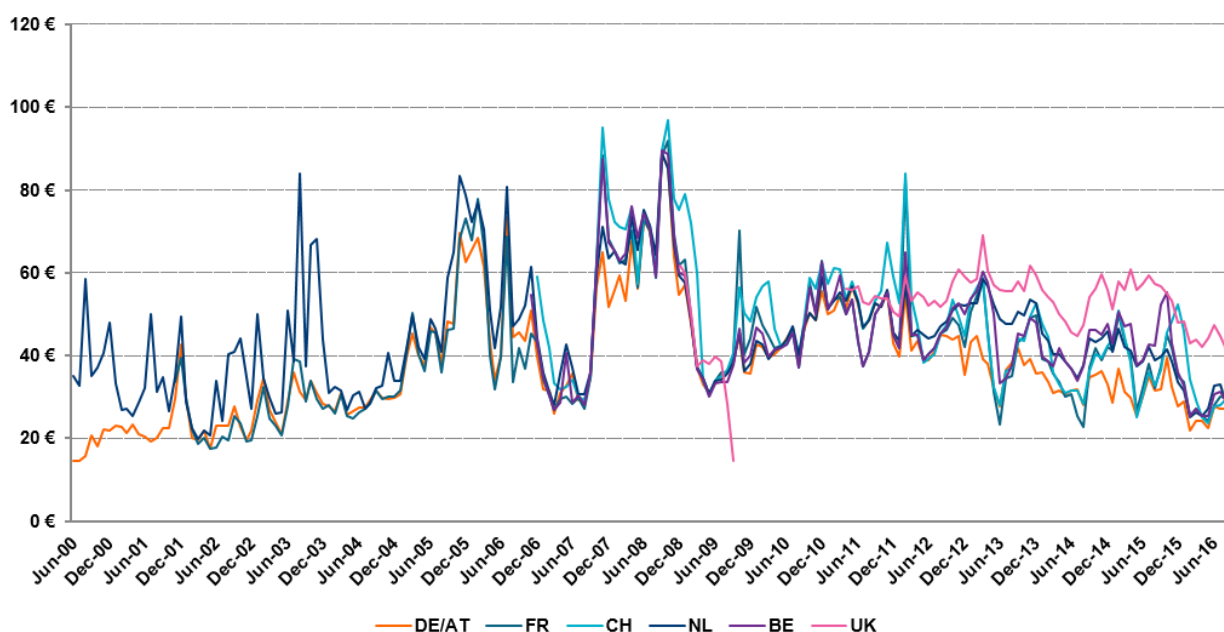


Abbildung 5 – EPEX SPOT Referenzpreise für den europäischen Strommarkt

Quelle: EPEX SPOT

Eine wichtige Voraussetzung zur Stärkung des Marktpreissignals und damit der Flexibilisierung der Strommärkte sind Knappheitspreise und negative Preise, insofern diese wettbewerblich ermittelt, wirtschaftlich gerechtfertigt und repräsentativ für Marktfundamente sind. Denn **zu einem funktionierenden Strommarkt gehören sowohl positive Knappheitspreise als auch negative Preise in Zeiten von Überangebot.**

Im Rahmen der durch die EU Richtlinie 2015/1222 vorgeschriebenen Marktkopplung sind sogenannte technische Preisgrenzen vorgesehen.¹ Auf dem Day-Ahead-Markt sind diese technischen Preisgrenzen bereits seit mehreren Jahren in 19 europäischen Mitgliedstaaten Konsens. Sie sind weitgehend bei +3.000,00 EUR/MWh und -500,00 EUR/MWh harmonisiert.² An den Intraday-Märkten liegen die technischen Preisgrenzen überwiegend bei +9.999,99 EUR/MWh und -9.999,99 EUR/MWh. **Die technischen Grenzen sind so gewählt, dass sie die Preisbildung am Markt nicht einschränken und Marktteilnehmer keinen unnötigen finanziellen Risiken und Kosten aussetzen.**

Die technischen Preisgrenzen haben sich in ihrer bisherigen Höhe bewährt. So wurde die Preisobergrenze in Deutschland seit der Einführung des Börsenhandels nie erreicht. Bisher gibt es demnach keine Anhaltspunkte dafür, dass die aktuellen Preisobergrenzen zu niedrig gewählt wären.

Jahreshöchstpreise (in €)	2011	2012	2013	2014	2015
15-Minuten-Auktion (15:00 Uhr)	-	-	-	73,19	464,37
Stündliche Day-Ahead-Auktion (12:00 Uhr)	117,49	210,00	130,27	87,97	99,77
15-Minuten Intraday-Handel (kontinuierlich, Index)	-	-	-	-	236,35
Stündlicher Intraday-Handel (kontinuierlich, Index)	162,06	272,95	163,44	139,12	121,66

Abbildung 6 – Jahreshöchstpreise auf den deutschen Märkten der EPEX SPOT

Quelle: EPEX SPOT

EPEX SPOT vertritt die Ansicht, dass Knappheitspreise und negative Preise wesentliche Impulse für den Markt liefern und gleichzeitig einen vernachlässigbaren Einfluss auf den durchschnittlichen Strompreis für Endkunden haben. Technische Preisgrenzen sollten den Markt in Knappheitssituationen oder Situationen des Überangebots nicht einschränken und im Falle wiederholten Erreichens angepasst werden. Der Prozess einer solchen Harmonisierung der technischen Preisgrenzen ist Gegenstand einer durch die NEMOs durchgeführten Konsultation im Rahmen der CACM-Richtlinie,³ welche nationale Regulierungsbehörden, Übertragungsnetzbetreiber und Marktparteien einbezieht.

¹ EU Richtlinie 2015/1222, Erwägungsgrund (29): Die einheitliche Day-Ahead-Marktkopplung und die einheitliche Intraday-Marktkopplung setzen die Einführung harmonisierter Höchst- und Mindestclearingpreise voraus, die zur Stärkung der Investitionsbedingungen für sichere Kapazität und für die langfristige Versorgungssicherheit sowohl innerhalb der Mitgliedstaaten als auch zwischen ihnen beitragen.

² Österreich, Belgien, Dänemark, Estland, Finnland, Frankreich, Deutschland, Großbritannien, Italien, Lettland, Litauen, Luxemburg, die Niederlande, Norwegen, Polen, Portugal, Slowenien, Spanien und Schweden.

³ EU Richtlinie 2015/1222, Artikel 41 & 54 – Höchst- und Mindestpreise

1. Spätestens 18 Monate nach Inkrafttreten dieser Verordnung erarbeiten alle NEMOs zusammen mit den betreffenden ÜNB einen Vorschlag für harmonisierte Höchst- und Mindestclearingpreise, die in allen Gebotszonen, die an der einheitlichen [§41: Day-Ahead-Marktkopplung] [§54: Intraday-Marktkopplung] teilnehmen, anzuwenden sind. Der Vorschlag berücksichtigt den geschätzten Wert der Zahlungsbereitschaft für die Beibehaltung der Stromversorgung (*Value of Lost Load*). Der Vorschlag ist Gegenstand einer Konsultation gemäß Artikel 12.

2. Alle NEMOs legen den Vorschlag den Regulierungsbehörden zur Genehmigung vor. Hat ein Mitgliedstaat bestimmt, dass eine andere Behörde als die nationale Regulierungsbehörde befugt ist, die Höchst- und Mindestclearingpreise auf nationaler Ebene zu genehmigen, wird der Vorschlag von der Regulierungsbehörde zusammen mit der relevanten Behörde im Hinblick auf seine Auswirkungen auf die nationalen Märkte besprochen.

3. Nach Erhalt der Genehmigungsentscheidung aller Regulierungsbehörden unterrichten alle NEMOs die betreffenden ÜNB unverzüglich über diese Entscheidung.

2.3. Innovative Flexibilitätsprodukte

Schließlich trägt EPEX SPOT durch die kontinuierliche Weiterentwicklung von innovativen Flexibilitätsprodukten dazu bei, weitere Flexibilitätspotenziale im bestehenden System zu heben. Mit zunehmend variabler Erzeugung aus erneuerbaren Energiequellen weisen die Strommärkte in Europa einen erhöhten Bedarf an kurzfristigen Kontrakten auf. **Insbesondere das Preissignal von 30- und 15-Minuten-Kontrakten gibt Flexibilität einen marktbasieren Wert und setzt Anreize für systemdienliches Verhalten.** Damit wird unter anderem die effiziente Marktintegration von Strom aus Wind- und Photovoltaik-Anlagen ermöglicht.

Als erste Strombörse Europas ermöglicht EPEX SPOT Strom viertelstundenscharf im kontinuierlichen Intraday-Markt grenzüberschreitend zwischen Deutschland, Österreich und der Schweiz zu handeln. Darüber hinaus führte EPEX SPOT in Deutschland im Dezember 2014 eine täglich um 15:00 Uhr stattfindende Auktion für 15-Minuten-Kontrakte des Folgetags ein. In Großbritannien organisiert die Börse zudem jeweils um 15:30 Uhr eine 30-Minuten-Auktion für den Folgetag. **EPEX SPOTs Intraday-Eröffnungsauktionen bieten Bilanzkreisverantwortlichen eine zusätzliche Möglichkeit zur viertel- bzw. halbstündlichen Bewirtschaftung von Erzeugungsrampen, Feinabstimmung von Kundenportfolien und unterständlicher Korrektur von Prognoseabweichungen.**

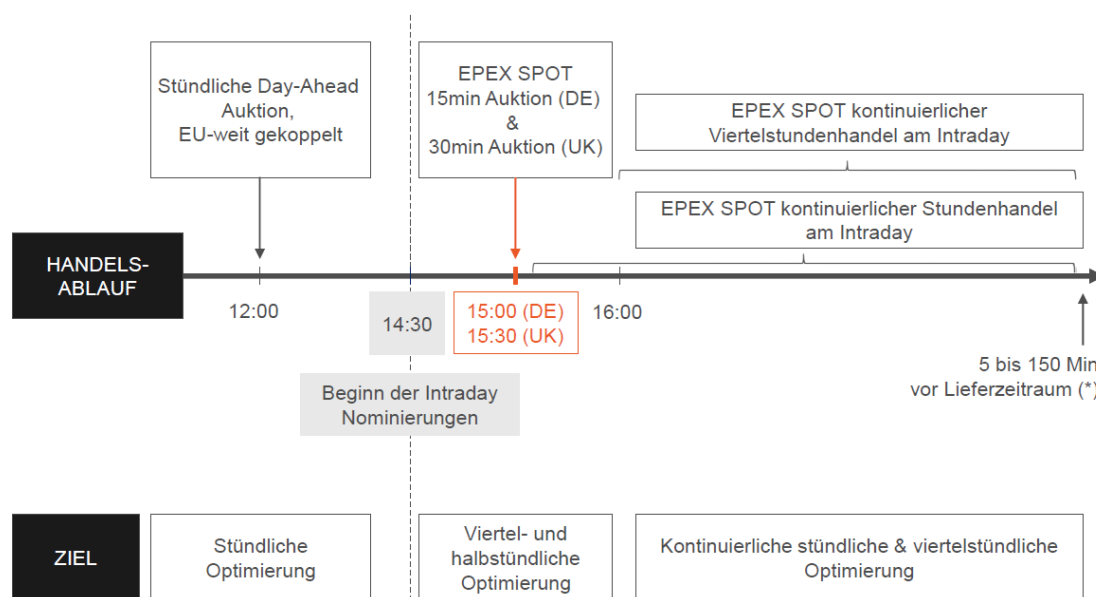


Abbildung 7 – Zeitlicher Verlauf der Day-Ahead und Intraday-Märkte der EPEX SPOT

Quelle: EPEX SPOT

Die Bilanz dieser 15-Minuten-Auktion in Deutschland fällt äußerst positiv aus. Die Auktionen haben zur Erhöhung des Handelsvolumens und der Marktliquidität geführt.⁴ Im Unterschied zum Handelsvolumen umfasst die Marktliquidität in dieser Definition die gesamte zum Kauf oder Verkauf gebotene Menge, d.h. auch die Gebote, die nicht zum Zuge gekommen sind. Die Abbildung zeigt, dass der leichte Rückgang bei 15-

⁴ Neuhoff, Karsten und Ritter, Nolan (2016): Kurzfristige Auktionen erhöhen Handelsvolumen und Marktliquidität an der Strombörse, in: DIW Wochenbericht Nr. 41.2016: 987-993

Minuten-Kontrakten am kontinuierlichen Handel durch den Volumenzuwachs der 15-Minuten-Auktion deutlich überkompensiert wurde. Gerade an Tagen, an denen das elektrische System in Deutschland stark beansprucht wurde (Sonnenfinsternis 2015,⁵ Muttertag 2016), trugen die kurzfristigen Märkte der EPEX SPOT und insbesondere die 15-Minuten-Auktion zur Wertschöpfung der existierenden Flexibilität und somit zur Versorgungssicherheit bei.

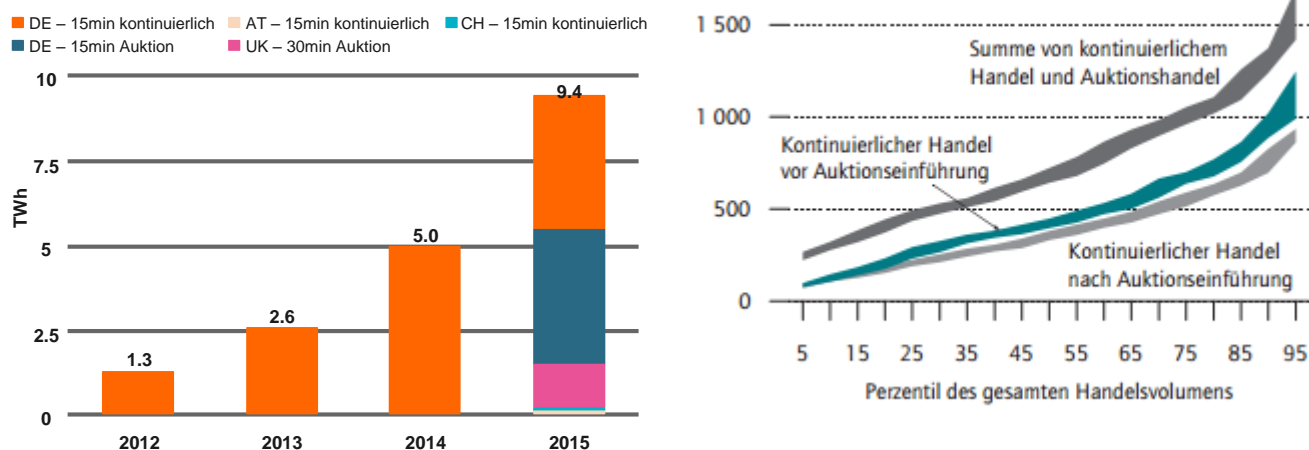


Abbildung 8 – Handelsvolumen für Viertelstundenkontrakte (in Megawatt)

Quelle: EPEX SPOT (links) & DIW Berlin 2016 (rechts)

Durch die schrittweise regionale Ausweitung der 15- und 30-Minutenprodukte auf weitere Märkte können zukünftig weitere Flexibilitätspotenziale genutzt werden.

2.4. Offene Baustellen

Trotz dieser Errungenschaften hin zu mehr Flexibilität bestehen zukünftig noch weitere Baustellen. Das Augenmerk wird in Zukunft noch stärker auf dezentralen Themen, dem Ausbau von Demand-Side-Management, kleiner erneuerbarer Energien-Erzeugung und dem Zugang zum Markt für Aggregatoren liegen.

⁵ Vgl. dazu u.a. Energy Brainpool (Hg.) 2015: Eichtest für die Strommarktflexibilität. Ressourcenkoordination im Rahmen der Sonnenfinsternis. Berlin.

LEITFRAGE 3: IN WELCHEN BEREICHEN SOLLEN AUF EUROPÄISCHER EBENE DIE RAHMENBEDINGUNGEN WEITER VERTIEFT UND ANGEGLICHEN WERDEN, WO SIND REGIONALE ANSÄTZE VIELVERSPRECHENDER? WIE KÖNNEN SOLCHE REGIONALEN ANSÄTZE ZUR ZUSAMMENARBEIT AUSSEHEN?

3.1. Europa ist die richtige Dimension für Strom

Die effiziente Kooperation zwischen Mitgliedsstaaten, europäischen Institutionen und Marktparteien ist unerlässlich, um europäischen Herausforderungen im Energiesektor begegnen zu können. Das schließt unter anderem Übertragungsnetzbetreiber, Strombörsen, Industrieverbände und nationale Regulierungsbehörden mit ein. **Es ist wesentlich, dass die europäische mit der regionalen sowie mit der nationalen Energiepolitik in Einklang steht** und *vice versa* – nur so können Marktverzerrungen und regulatorische Schief lagen vermieden werden. EPEX SPOT unterstützt die Fertigstellung des Europäischen Strommarktes, der das beste Instrument für eine Stärkung der europäischen Versorgungssicherheit darstellt. **Zentrale Instrumente einer europäischen Lösung sind die Marktkopplung sowie die Herausbildung großer zusammenhängender Marktgebiete.** Wie bereits in Leitfrage 1 erläutert, sind diese Ansätze auch für Regenergie denkbar und sollten ferner die Schweiz als ein wichtiges Puzzlestück berücksichtigen.

3.2. Regionale Kooperationen zwischen EU-Mitgliedstaaten nehmen an Bedeutung zu

Auf regionaler Ebene können Instrumente und Regelungen getestet werden, um sie anschließend auf weitere Regionen oder die europäische Ebene auszuweiten. Die in Leitfrage 1 beschriebene Entwicklung der Marktkopplung ist eindrucksvoller Beleg für diesen Ansatz. **Die im Juni 2015 von Deutschland und seinen elektrischen Nachbarn unterzeichnete Erklärung ist ein wichtiger Schritt hin zur regionalen Harmonisierung.** Sie legt unter anderem das Verbot der Einführung verbindlicher legaler Preisobergrenzen und die Entwicklung einer gemeinsamen Methodik zur Berechnung der Versorgungssicherheit fest. Außerdem soll grenzüberschreitender Handel auch in Zeiten hoher Preise nicht beeinträchtigt werden. Die stabilisierende Funktion der schweizerischen Pumpspeicherwerke im europäischen Stromnetz sowie der Anlagen in Deutschland und Österreich sollte in Deutschland und europaweit anerkannt werden. **Schließlich ist das Pentalaterale Energieforum ein weiteres Beispiel für erfolgreiche Kooperation auf regionaler Ebene.** Das Forum wurde 2005 von Deutschland, Frankreich, Belgien, den Niederlanden und Luxemburg ins Leben gerufen. EPEX SPOT setzt sich in diesem Rahmen für den Abbau rechtlicher und regulatorischer Hürden der Integration der Strommärkte ein.