



Office franco-allemand pour les énergies renouvelables
Deutsch-französisches Büro für erneuerbare Energien

EPEXSPOT

HINTERGRUNDPAPIER

Direktvermarktung der erneuerbaren Energien an der Europäischen Strombörse

Ein Erfahrungsbericht zur deutschen
und französischen Energiewende

Februar 2015

Autor: Patrick Adigbli, Head of Public Affairs, EPEX SPOT
p.adigbli@epexspot.com

Kontakt: Audrey Mathieu, Referentin Systeme & Märkte, DFBE
audrey.mathieu.extern@bmwi.bund.de

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Gefördert durch:



Ministère
de l'Écologie,
du Développement
durable
et de l'Énergie

Disclaimer

Der vorliegende Text wurde durch das Deutsch-französische Büro für erneuerbare Energien (DFBEE) in Zusammenarbeit mit einem externen Experten verfasst. Die Ausarbeitung erfolgte mit der größtmöglichen Sorgfalt. Das DFBEE übernimmt allerdings keine Gewähr für die Richtigkeit und Vollständigkeit der Informationen.

Alle textlichen und graphischen Inhalte unterliegen dem deutschen Urheber- und Leistungsschutzrecht. Sie dürfen, teilweise oder gänzlich, nicht ohne schriftliche Genehmigung seitens des Verfassers und Herausgebers weiterverwendet werden. Dies gilt insbesondere für die Vervielfältigung, Bearbeitung, Übersetzung, Verarbeitung, Speicherung und Wiedergabe in Datenbanken und anderen elektronischen Medien und Systemen.

Das DFBEE hat keine Kontrolle über die Webseiten, auf die die in diesem Dokument sich befindenden Links führen. Für den Inhalt, die Benutzung oder die Auswirkungen einer verlinkten Webseite kann das DFBEE keine Verantwortung übernehmen.

Inhalt

A. Entwicklung der erneuerbaren Energien in Europa	4
A.I. Europäische Energiepolitik	4
A.II. Erneuerbare Energien in Deutschland und Frankreich	4
B. Die Europäische Strombörse als zentraler Akteur der Energiewende	6
B.I. Übersicht des Strommarkts und Funktion des Stromhandels	6
B.II. Rolle der Europäischen Strombörse EPEX SPOT	7
B.III. Die europäische Marktkopplung als Pfeiler der Energiewende	9
C. Erfahrungsbericht – Vermarktung der EE an der Strombörse	12
C.I. Fördermechanismen in Frankreich und Deutschland – „Obligation d’Achat“ und EEG	12
C.II. Entwicklung der Direktvermarktung in Deutschland	14
C.III. Integration der EE in die europaweit gekoppelten Märkte der EPEX SPOT	18
C.IV. Flexibilität als Schlüssel zur Marktintegration der erneuerbaren Energien	19
D. Fazit und Ausblick	22
Quellenverzeichnis	24

A. Entwicklung der erneuerbaren Energien in Europa

A.I. Europäische Energiepolitik

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.ⁱ

Damit kommt erneuerbaren Energien laut der Europäischen Kommission eine Schlüsselrolle im Übergang zu einem wettbewerbsfähigen, sicheren und nachhaltigen Energiesystem zu. Tatsächlich übt die Entwicklung von Wasserkraft, Wind, Sonne, Biomasse und Erdwärme einen nachhaltigen Einfluss auf den Stromsektor aus. Während Wasserkraft auch weiterhin die dominante erneuerbare Energiequelle in Europa darstellt, erleben variable Energiequellen wie Wind- oder Photovoltaik seit einigen Jahren ein rasantes Wachstum (vgl. Tabelle 1).

	Weltweit	EU-28	Frankreich	Deutschland
Wasserkraft	1000	124	25	6
Biomasse	88	35	~1	8
Windkraft	318	117	7	34
Photovoltaik	142	82	4	36
Geothermie	12	1	~1	0
GESAMT	1560	360	37	84

Tabelle 1 – Erneuerbare Energiequellen im Überblick (Stand Ende 2013, installierte Kapazität in GW)
 Analyse: EPEX SPOT; Quellen: REN 21^v, Observ'ER^v

A.II. Erneuerbare Energien in Deutschland und Frankreich

Die jeweiligen Energiepolitiken in Frankreich und Deutschland haben sich für die nächsten Jahre vorgenommen, den dynamischen Ausbau der erneuerbaren Energien fortzuführen.

In Deutschland sehen die Ausbauziele des Energiekonzepts der Bundesregierung vor, dass der Anteil der erneuerbaren Energien am Stromverbrauch in Deutschland bei 35 Prozent im Jahr 2020, 50 Prozent im Jahr 2030 und schließlich 80 Prozent im Jahr 2050 liegen soll. Diese Ausbauziele werden durch den Koalitionsvertrag von CDU, CSU und SPD bestätigt und weiter konkretisiert. Dort heißt es: „Der weitere Ausbau der erneuerbaren Energien erfolgt in einem gesetzlich festgelegten Ausbaukorridor: 40 bis 45 Prozent im Jahre 2025, 55 bis 60 Prozent im Jahr 2035. Jährlich wird der Fortgang des Ausbaus im Hinblick auf Zielerreichung, Netzausbau und Bezahlbarkeit überprüft [...]“.^{vi}

„Der weitere Ausbau der erneuerbaren Energien [in Deutschland] erfolgt in einem gesetzlich festgelegten Ausbaukorridor: 40 bis 45 Prozent im Jahre 2025, 55 bis 60 Prozent im Jahr 2035.“

Koalitionsvertrag CDU, CSU & SPD, 2013

Deutschland ist derzeit einer der europäischen Vorreiter in Bezug auf den Ausbau erneuerbarer Energien. Mit der Energiewende beschloss die Bundesregierung im Jahr 2011 den beschleunigten Ausstieg aus der Kernkraft bis 2022, bei gleichzeitiger Stärkung der Erneuerbaren-Ziele. 2014 stieg der Anteil der erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung auf einen Rekordwert von 25,8 Prozent.^{vii} Damit sind erneuerbare Energien erstmals die wichtigste Strom-Erzeugungsquelle in Deutschland, wozu vor allem der Zubau an Wind- und Photovoltaik-Anlagen beigetragen hat (s. Abbildung 1).

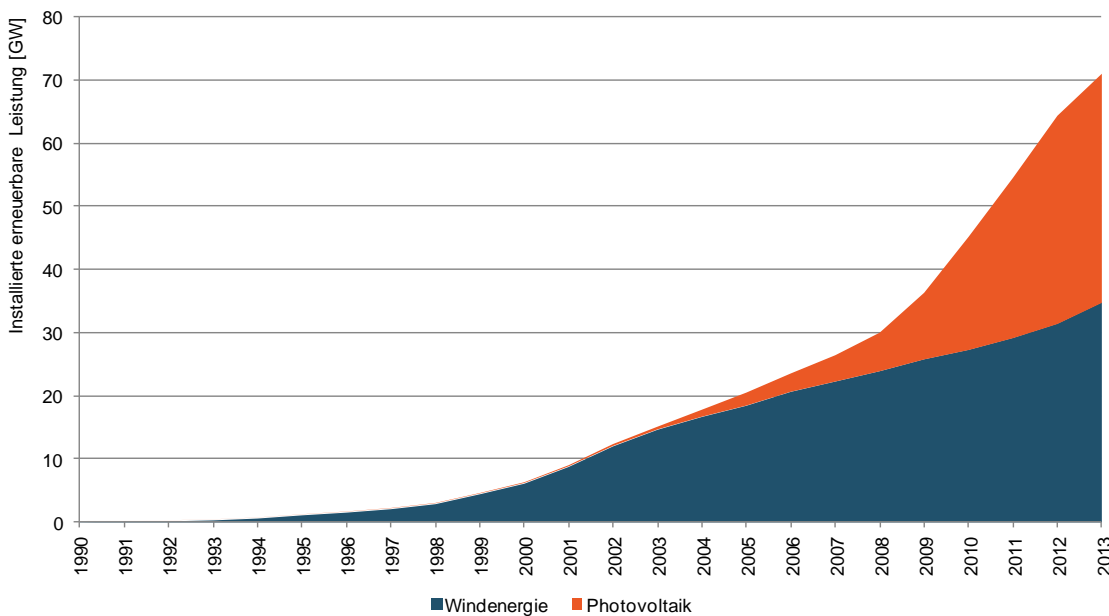


Abbildung 1 – Entwicklung der installierten Solar- und Windkapazitäten in Deutschland

Analyse: EPEX SPOT, Quelle: BMWi^{viii}

In Frankreich hat die Nationalversammlung am 14. Oktober 2014 in erster Lesung den Gesetzentwurf über die Energiewende verabschiedet („*Projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte*“).^{ix} Die französische Energiewende zielt bis 2030 hauptsächlich auf Klimaziele sowie auf die Stärkung der Energieunabhängigkeit ab:

- Reduzierung der Treibhausgasemissionen um 40 Prozent gegenüber 1990;
- Verringerung des Gesamtenergieverbrauchs um 20 Prozent gegenüber 2012;
- Reduzierung des Primärenergieverbrauchs an fossilen Brennstoffen um 30 Prozent gegenüber 2012;
- Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energien auf 32 Prozent des Brutto-Endenergieverbrauchs bis 2030;
- Reduzierung des Anteils der Kernenergie an der Stromerzeugung auf 50 Prozent bis zum Jahr 2025.

„Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energien auf 32 Prozent des Brutto-Endenergieverbrauchs“

Im französischen Gesetz zur Energiewende verankertes Ziel für 2030

Derzeit sind in Frankreich rund 37 GW erneuerbare Leistungen installiert, wobei die Wasserkraft mit mehr als 25 GW weiterhin auf Platz eins rangiert.

B. Die Europäische Strombörse als zentraler Akteur der Energiewende

B.1. Übersicht des Strommarkts und Funktion des Stromhandels

Parallel zum Ausbau der erneuerbaren Energien durchlief die Energiewirtschaft in den letzten zwei Jahrzehnten einen fundamentalen Wandel. So hat Europa Mitte der neunziger Jahre den Startschuss für die Strommarktliberalisierung gegeben, welche schrittweise für die Entflechtung der Energiewertschöpfungskette sorgte.

Neben der Trennung von Stromerzeugung, Übertragungsnetz und Vertrieb strebte die Europäische Union (EU) die Schaffung eines wettbewerbsintensiven europäischen Strombinnenmarktes an.

Damit entstand das natürliche Bedürfnis, Strom wertschöpfungsstufenübergreifend zwischen Erzeugung und Vertrieb zu handeln. Aus dieser Notwendigkeit entstanden Strombörsen, welche den diskriminierungsfreien Zugang zu einem transparenten, sicheren und effizienten Großhandelsmarkt sicherstellen.

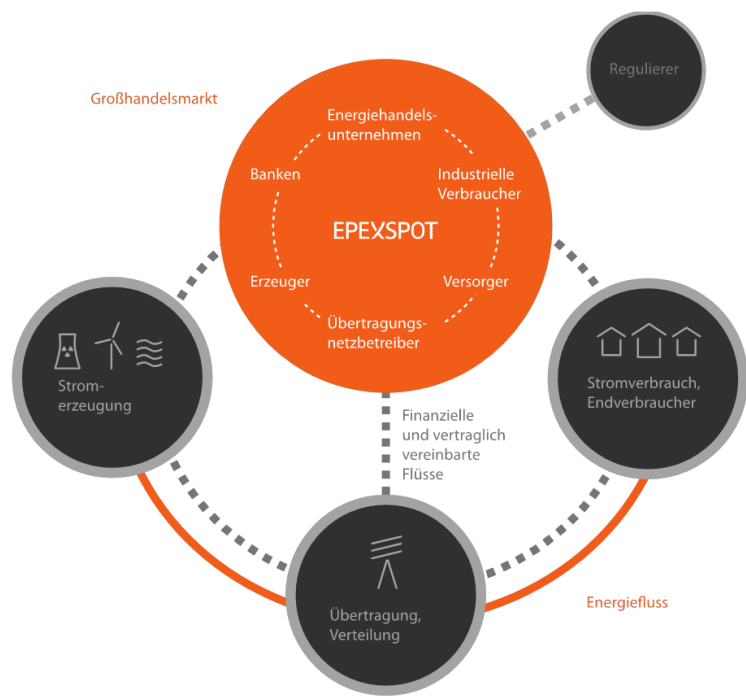


Abbildung 2 – Stromhandel als Pfeiler der Wertschöpfungskette

Quelle: EPEX SPOT

Der organisierte Handel mit standardisierten Stromprodukten, wie er täglich an der EPEX SPOT stattfindet, ist damit eines der sichtbarsten Ergebnisse der Strommarktliberalisierung. Mittlerweile hat sich der Stromhandel als ein zentraler Pfeiler der Energiewertschöpfungskette etabliert.

Strom weist physikalische Eigenschaften auf, welche den Handel maßgeblich bestimmen. 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 wird. Der Strommarkt bildet diese Realitäten ab und organisiert sich in verschiedenen Teilmärkten, die sich primär durch unterschiedliche Lieferfristen unterscheiden.^x

Angebot und Nachfrage müssen zu jedem Zeitpunkt des Tages ausgeglichen sein, um die Stabilität des Netzes

Auf dem **Terminmarkt** werden mittel- oder langfristige Verträge mit Vorlaufzeiten von mehreren Wochen, Monaten oder Jahren gehandelt. Er dient in erster Linie der frühzeitigen Abdeckung prognostizierter Versorgungsbedürfnisse. Die Mengen auf dem Terminmarkt stammen in der Regel aus konventionellen Kraftwerken mit langfristig planbarer Energieerzeugung. Die Käufer sichern sich so gegen kurzfristige Preisschwankungen ab. Die Erfüllung der Terminkontrakte erfolgt dabei teils physikalisch, aber auch in Geld.

Im Unterschied dazu werden auf den **Spotmärkten** kurzfristig lieferbare Strommengen gehandelt und physisch erfüllt. An der EPEX SPOT treffen sich Erzeuger, Versorger, industrielle Großverbraucher, Banken und Übertragungsnetzbetreiber, um kurzfristig ihre Stromerzeugung zu verkaufen oder ihren Bedarf an Strom zu decken. Die Marktteilnehmer nutzen dabei zwei unterschiedliche Arten von Märkten: den Day-Ahead-Markt, der im Rahmen einer täglichen Auktion den Preis für jede Stunde des Folgetages bestimmt. Und den Intraday-Markt, der rund um die Uhr kontinuierliche Gebote auf ihre Ausführbarkeit überprüft und bis zu 45 Minuten vor Lieferung läuft. Der Spothandel schafft so ein kurzfristiges Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch und wird stets physisch, also durch eine tatsächliche Lieferung in die Übertragungsnetze erfüllt.

Dem kurzfristigen Handel kommt aufgrund der physikalischen Eigenschaften des Stroms und der zunehmend variablen Einspeisung aus erneuerbaren Energiequellen eine immer zentraler werdende Rolle zu. Der Spotmarkt ist der Marktplatz, auf dem die mitunter fluktuierenden und über längere Zeiträume schwerer prognostizierbaren erneuerbaren Energien gehandelt werden.

Eine wichtige Rolle für die Systemsicherheit, z.B. zur Frequenz- und Spannungshaltung im Netz, spielen zudem die von den Übertragungsnetzbetreibern organisierten **Regelenergiemärkte**. Die Regelleistung dient dazu, unvorhersehbare Abweichungen zwischen Erzeugung und Verbrauch kurzfristig auszugleichen.



Abbildung 3 – Rolle der Spotbörse im zeitlichen Ablauf des Marktes

Quelle: EPEX SPOT

B.II. Rolle der Europäischen Strombörse EPEX SPOT

Die Europäische Strombörse EPEX SPOT (European Power Exchange) organisiert die kurzfristigen Strom-Spotmärkte für Deutschland, Frankreich, Österreich und die Schweiz. Diese Länder machen mit 1200 TWh zusammen mehr als ein Drittel des europäischen Stromverbrauchs aus. Auf den von EPEX SPOT organisierten Märkten wurden im Jahr 2014 Strommengen von insgesamt über 380 TWh gehandelt.

EPEX SPOT ist eine unabhängige Gesellschaft europäischen Rechts (Societas Europaea) mit Sitz in Paris und Niederlassungen in Leipzig, Bern und Wien. Das Unternehmen wurde 2008 durch den Zusammenschluss der Strom-Spotmärkte der deutschen und französischen Energiebörsen geschaffen.

Mit mehr als 220 Börsenmitgliedern und fast 100 Mitarbeitern ist der deutsch-französische Pionier EPEX SPOT mittlerweile ein Pfeiler des europäischen Strommarktes. Während eines Besuches qualifizierte Kanzleramtschef und ehemaliger Umweltbundesminister Peter Altmaier die Europäische Strombörse EPEX SPOT als eines der wenigen Beispiele für eine erfolgreiche deutsch-französische Zusammenarbeit im Energiesektor.^{xi}

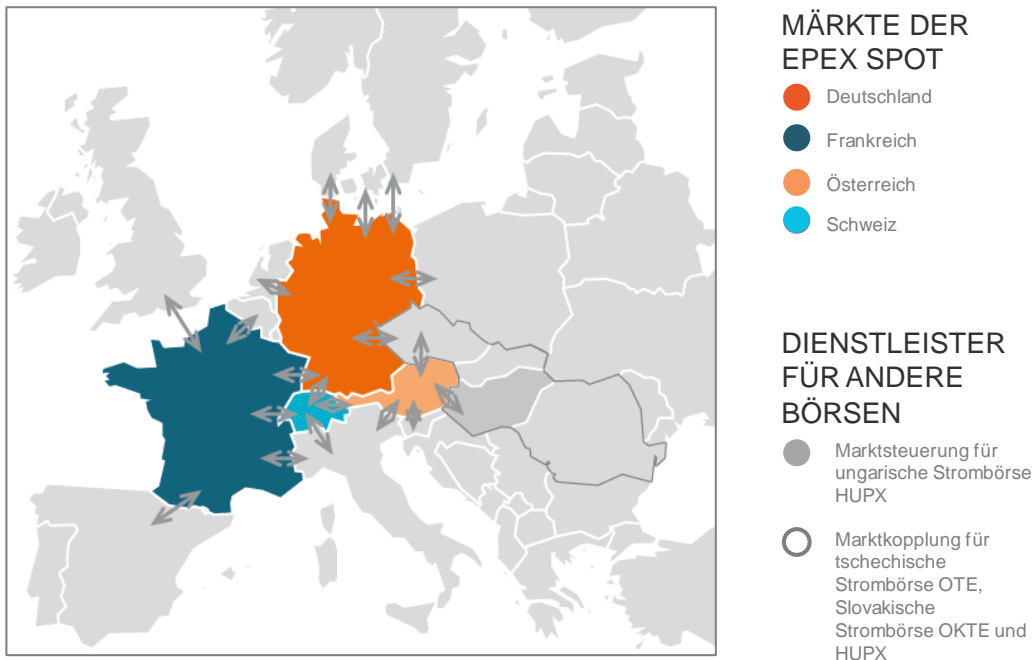


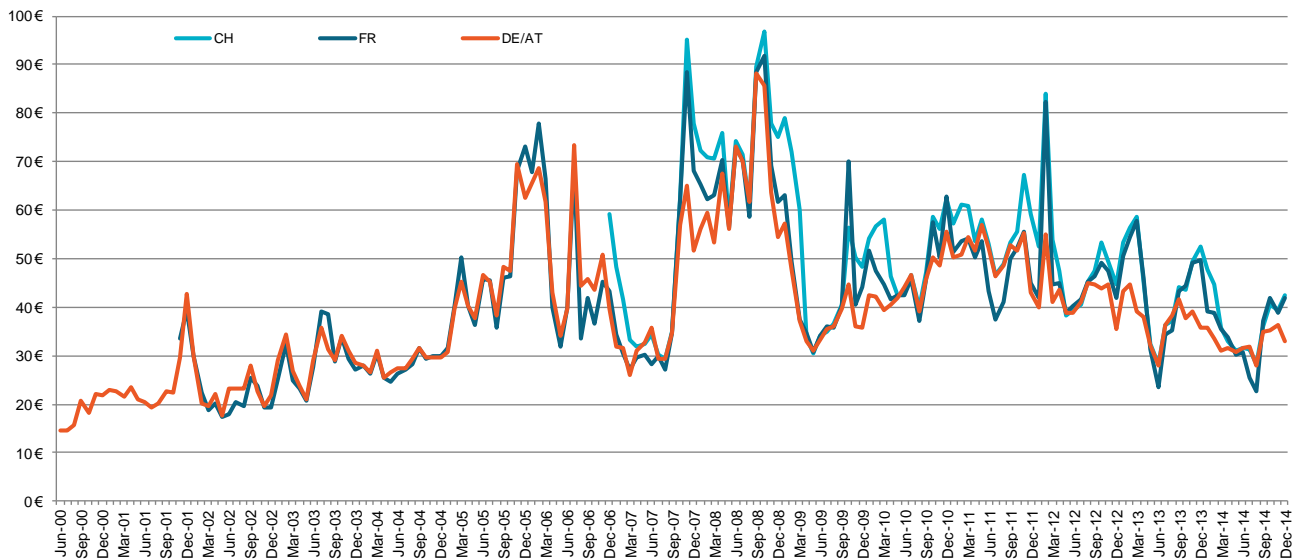
Abbildung 4 – Märkte der EPEX SPOT

Quelle: EPEX SPOT

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 Angebot und Nachfrage und entspricht i.d.R. den variablen Kosten der teuersten Erzeugungseinheit in der „Merit Order“.

Dieser Referenzpreis der Börse 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, ihren Verbrauch besser zu steuern. Das Preissignal ermöglicht darüber hinaus sich des "wahren" Wertes des Stroms bewusst zu werden und kann dadurch Umweltbewusstsein wecken. Schließlich leistet der Referenzpreis einen wichtigen Beitrag zur effizienten Nutzung der Netzinfrastuktur, zum sicheren Betrieb des Netzes sowie zur Versorgungssicherheit.

Der Referenzpreis leistet einen Beitrag zur effizienten Nutzung der Netzinfrastuktur, 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 5 & Tabelle 2 – Referenzpreise für den Europäischen Strommarkt
 Quelle: EPEX SPOT

B.III. Die europäische Marktkopplung als Pfeiler der Energiewende

Seit langem sind die nationalen Strommärkte keine „elektrischen Inseln“ 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.

Die Kopplung der Day-Ahead-Märkte ist ein zentrales Element zur Vollendung des europäischen Strombinnenmarktes.

Vor der Marktkopplung mussten, zusätzlich zum eigentlichen Stromhandel, für jedes grenzüberschreitende Handelsgeschäft Übertragungskapazitäten im Rahmen einer „expliziten“ Auktion reserviert werden. Dieses Verfahren hat sich als verbesserungswürdig erwiesen, denn es konnte u.a. zu einer unzureichenden Auslastung der verfügbaren Grenzkapazitäten sowie zu wirtschaftlich ineffizienten Stromflüssen führen (von Märkten mit hohen Preisen in Märkte mit geringen Preisen).

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.

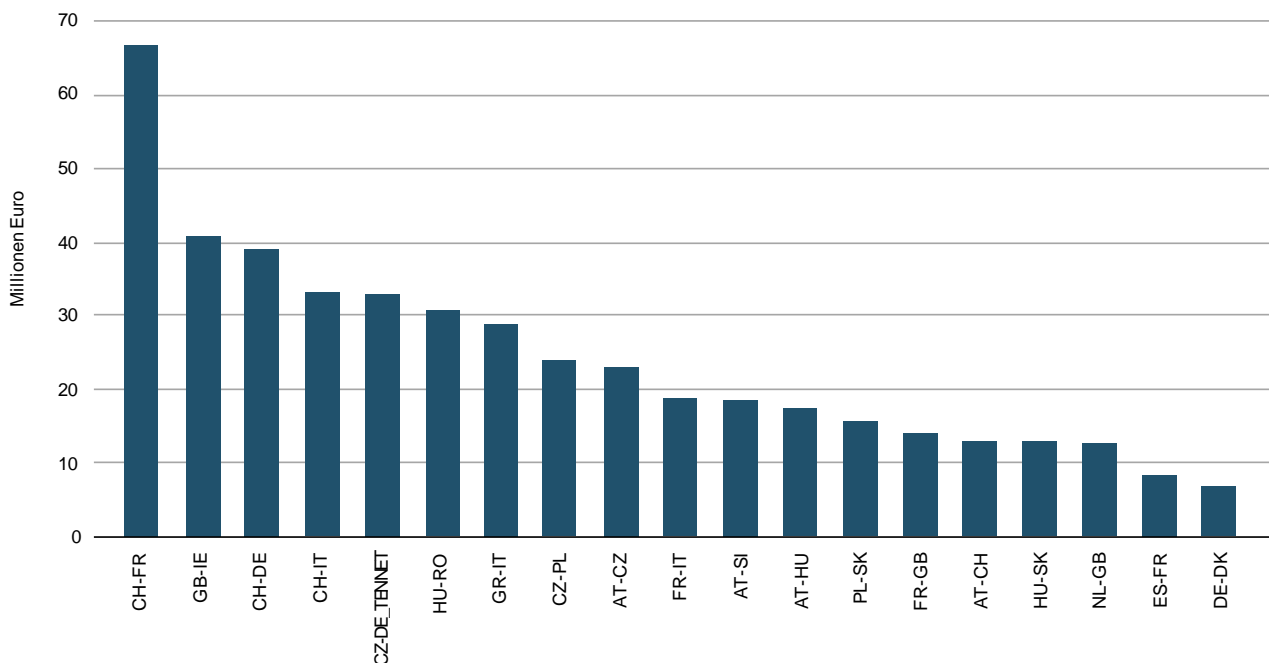


Abbildung 6 – Volkswirtschaftliche Wohlfahrtsverluste aufgrund fehlender Marktkopplung (2012, je Grenze)
Quelle: ENTSO-E

Mit der Einführung der Marktkopplung wird die Auslastung der Grenzkuppelstellen optimiert, der wirtschaftlich optimale Fluss des Stromes zwischen den Märkten sichergestellt und die volkswirtschaftliche Wohlfahrt verbessert.

2006, lange bevor das dritte Energiepaket der EU in Kraft trat, führten die Strombörsen in enger Kooperation mit den Übertragungsnetzbetreibern die Marktkopplung in Frankreich, Belgien und den Niederlanden ein. 2010 wurde die Marktkopplung auf Zentralwesteuropa (CWE) ausgeweitet, inklusive des deutschen und österreichischen Marktes.^{xii} Nachdem die auf privatwirtschaftlicher Ebene erzielten Erfolge erkannt wurden, nahm sich der Europäische Rat des Themas an und verkündete am 4. Februar 2011: „The internal market should be completed by 2014 so as to allow gas and electricity to flow freely.“^{xiii} Gleichzeitig entwickelte die Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER) eine Roadmap zur regionalen Integration der Day-Ahead-Märkte in Europa.^{xiv} Übertragungsnetzbetreiber und Stromspotbörsen arbeiten seitdem Hand in Hand an der Umsetzung dieser Roadmap, unter Begleitung der jeweiligen nationalen Energieregulierungsbehörden.

Mit der Einführung der Marktkopplung ist es erstmals möglich, Strom gemeinsam mit der grenzüberschreitenden Kapazität im Rahmen einer „impliziten“ Auktion zu handeln. Damit wird die Auslastung der Grenzkuppelstellen optimiert, der wirtschaftlich optimale Fluss des Stromes zwischen den Märkten sichergestellt und 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 (vgl. Abbildung 7).

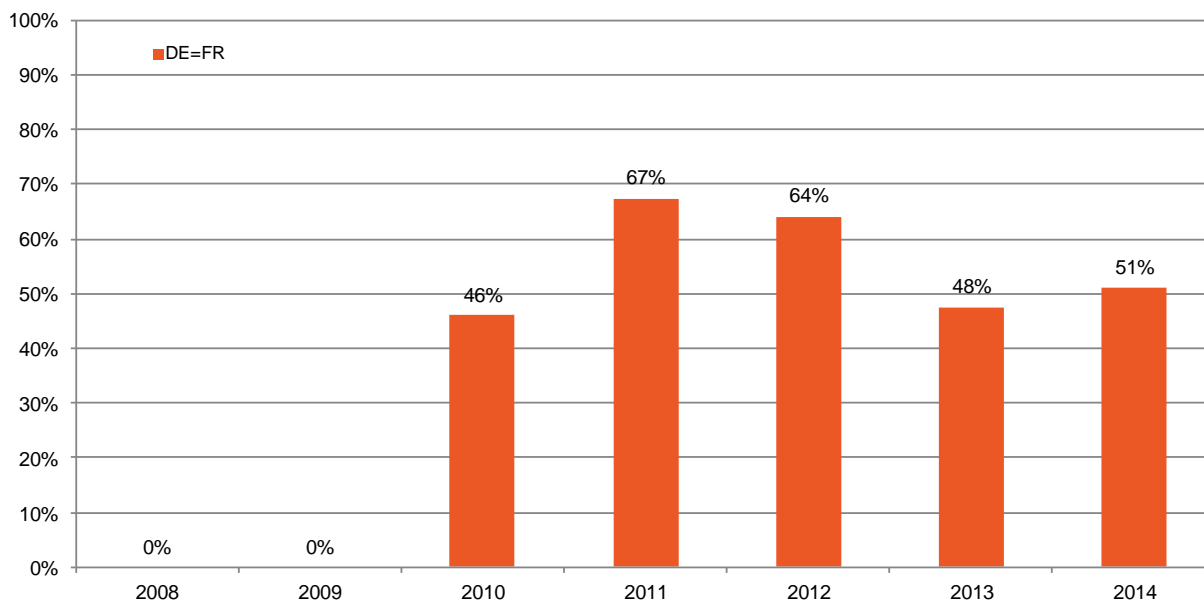


Abbildung 7 – Preiskonvergenz zwischen Deutschland und Frankreich
 Quelle: EPEX SPOT

Seit 2014 sind 17 Mitgliedsstaaten in Nordwesteuropa (NWE) und Südwesteuropa (SWE) Teil der europäischen Marktkopplung, die erstmals auf der sogenannten „Price Coupling of Regions“-Lösung basiert (PCR). Hierdurch werden der Strompreis und die Stromflüsse einheitlich berechnet. Das PCR-Marktgebiet erstreckt sich von der Iberischen Halbinsel bis zu den Baltischen Staaten und deckt 75% des europäischen Stromverbrauches ab. Damit wird Strom heute in einem Markt gehandelt, der sich von der Algarve bis zum Nordkap erstreckt. Dieser europaweite Stromhandel fördert die kosteneffiziente und umweltverträgliche Synchronisierung von Angebot und Nachfrage.

Der europaweite Stromhandel fördert die kosteneffiziente und umweltverträgliche Synchronisierung von Angebot und Nachfrage.

Weitere regionale Marktkopplungsprojekte arbeiten derweil daran, sich untereinander und schließlich mit dem bereits existierenden Multi-Regionen-Coupling in NWE und SWE zu verbinden. Hier sind vor allem die „Italian Borders Working Table“ und „Central Eastern Europe“ zu nennen. Erstere strebt die Kopplung der Länder rund um Italien an, letztere arbeitet an einer Kopplung der osteuropäischen Märkte. Parallel wurden bereits 2012 Tschechien, die Slowakei und Ungarn gekoppelt, mithilfe der European Power Exchange, die die Kopplung auch heute noch für die lokalen Börsen betreibt. Im November 2014 wurde diese Region unter dem Namen „4M Market Coupling“ auf Basis von PCR um Rumänien erweitert.^{xv}

als Europäische Strombörse ist EPEX SPOT in nahezu alle Marktkopplungsprojekte einbezogen. Die Märkte der EPEX SPOT befinden sich im Herzen Europas und sind über 19 Verbindungsleitungen („Interkonnektoren“) mit den Nachbarstaaten vernetzt. Aufgrund dieser zentralen Lage ist es nur natürlich, dass die Strombörse die Integration der europäischen Strommärkte vorantreibt.

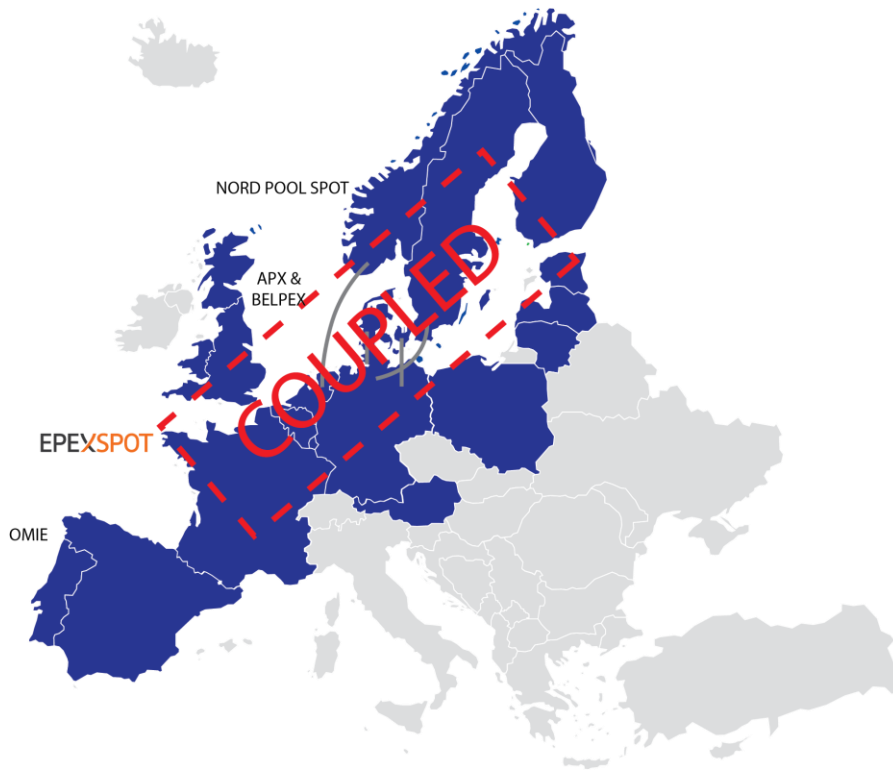


Abbildung 8 – Europäische Marktkopplung, basierend auf der PCR-Lösung (Stand: 2014)
Quelle: EPEX SPOT

C. Erfahrungsbericht – Vermarktung der EE an der Strombörse

C.I. Fördermechanismen in Frankreich und Deutschland – „Obligation d’Achat“ und EEG

In Frankreich sieht der geltende Rechtsrahmen vor, dass Betreiber erneuerbarer Energieanlagen einen Kaufvertrag mit EDF abschließen (oder gegebenenfalls mit den lokalen Verteilunternehmen, „*entreprises locales de distribution (ELD)*“). Unabhängig vom eigentlichen Marktpreis erhalten die Betreiber für die erneuerbare Erzeugung eine feste Einspeisevergütung über einen Zeitraum von 10 bis 20 Jahren.

Das Gesetz sieht darüber hinaus vor, dass alle aus dieser Abnahmeverpflichtung („*Obligation d’Achat*“) entstehenden Kosten an EDF und die ELD zurückerstattet werden. Die Regeln zur Berechnung dieser Kosten werden von der französischen Regulierungsbehörde CRE festgelegt.¹ Der Kostenausgleich erfolgt über die Wälzung der sogenannten „*Contribution au service public de l’électricité*“ oder CSPE, die vom Stromendverbraucher zu entrichten ist (die CSPE liegt in 2014 bei 16,5 €/MWh).

Im Rahmen der zweiten Umweltkonferenz („*deuxième conférence environnementale*“) betonte der französische Staatspräsident im September 2013 die Notwendigkeit, bestehende Fördermechanismen für erneuerbare Energien weiter zu entwickeln.^{xvi} Ziel ist es, die Integration der erneuerbaren Energien in das elektrische System zu erleich-

¹ Schematisch entsprechen die Kosten der Differenz zwischen den Abnahmekosten (Erzeugte Mengen x Einspeisevergütung) und den vermiedenen Kosten (Erzeugte Mengen x Referenzmarktpreis der EPEX SPOT oder der EPD).

tern und ihre Entwicklung nachhaltig zu unterstützen. In diesem Zusammenhang hat das französische Ministerium für Umwelt, nachhaltige Entwicklung und Energie (MEDDE) bis Februar 2014 eine Konsultation von Beteiligten und Interessensgruppen durchgeführt.^{xvii} Inhaltlich beleuchtet das Konsultationsdokument den aktuellen Betrieb des Stromsystems und weist Entwicklungsoptionen für das bestehende Fördersystem der erneuerbaren Energien auf, um deren System- und Marktintegration zu verbessern.

Ähnliche Zielsetzungen verfolgt eine im September 2014 vom französischen Energieregulierer CRE durchgeführte öffentliche Konsultation. In dem Konsultationsdokument wird darauf hingewiesen, dass „CRE und EDF die Möglichkeit untersucht haben, Strom aus erneuerbaren Anlagen unter Abnahmeverpflichtung allen Marktakteuren über eine Vermarktung der Strommengen auf den unterschiedlichen Strommärkten zur Verfügung zu stellen.“^{xviii}

In Deutschland vollzieht sich die schrittweise Marktintegration der erneuerbaren Energien bereits seit mehreren Jahren. Das deutsche Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (kurz Erneuerbare-Energien-Gesetz oder EEG) regelt seit dem Jahr 2000 den Vorrang der erneuerbaren Energien, sowie deren Vergütung für die Einspeisung ins öffentliche Netz.

Das im Juli 2011 novellierte EEG 2012 sieht für erneuerbare Energien eine über 20 Jahre garantierte Einspeisevergütung vor. Nach den am 1. Januar 2010 in Kraft getretenen gesetzlichen Bestimmungen in der Ausgleichsmechanismusverordnung (AusglMechV) sind die deutschen Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, Strom aus erneuerbaren Energiequellen, für den die Erzeuger eine feste Einspeisevergütung erhalten, an der Strombörse zu vermarkten.^{xix} Die jeweils am Vortag prognostizierten Mengen werden an der Day-Ahead-Auktion der EPEX SPOT verkauft. Die bei den Übertragungsnetzbetreibern anfallenden Differenzkosten zwischen Auszahlung der Einspeisevergütung und Verkaufserlösen am Markt werden über die EEG-Umlage vom Stromendverbraucher finanziert (im Jahr 2015 beträgt die EEG-Umlage 61,7 €/MWh).^{xx}

Darüber hinaus sieht das EEG 2012 die Förderung der Direktvermarktung durch das sogenannte Marktprämien-Modell vor. Hierbei können die sogenannten Direktvermarkter ihre Erzeugung optional direkt am Markt veräußern und sind teilweise dem Marktpreis ausgesetzt. Diese Form der Vermarktung wird detailliert im *Abschnitt C.II.* betrachtet. Auch hier werden anfallende Kosten über die EEG-Umlage gewälzt. Abschließend sind die Direktvermarktung nach dem sogenannten „Grünstromprivileg“ sowie die „Sonstige Direktvermarktung“ zu nennen.

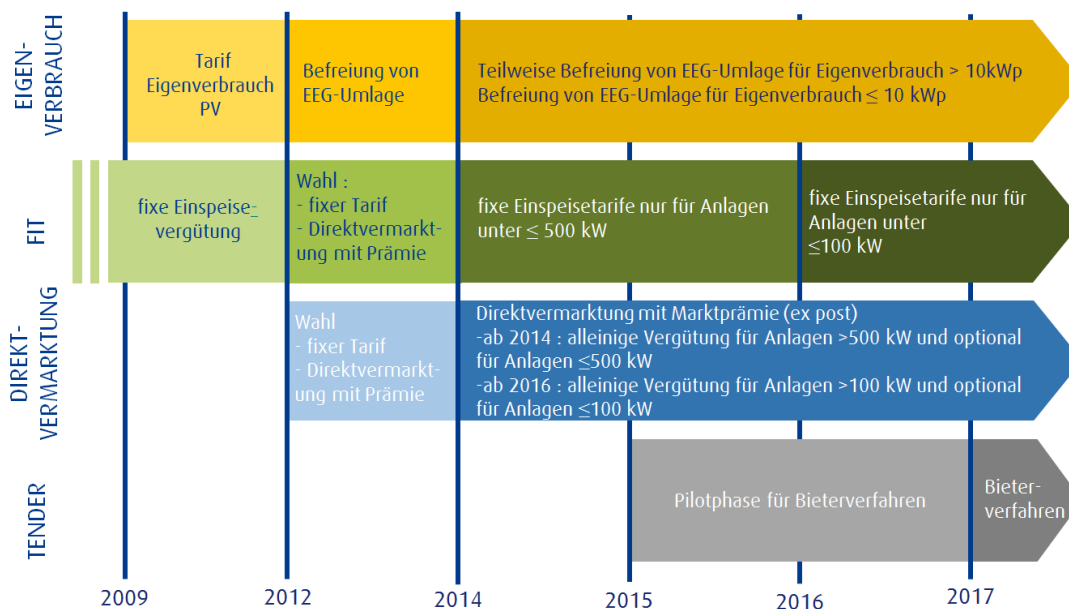


Abbildung 9 – Chronologische Darstellung verschiedener Vergütungsmodelle in Deutschland (Stand: 2014)

Quelle: DFBEE

Die europäischen Leitlinien für staatliche Umwelt- und Energiebeihilfen^{xxi} sowie das im Sommer 2014 novellierte EEG 2014 sehen unter anderem vor, dass Neuanlagen einer bestimmten Größenordnung zur Direktvermarktung von Erneuerbaren-Energien-Strom verpflichtet werden. Die bisherige feste Einspeisevergütung gibt es ab dem 1. August 2014 damit nur noch für sogenannte „Kleinanlagen“. Für Anlagen, die vor dem 1. August 2014 in Betrieb genommen wurden, gilt Bestandsschutz, d.h. es ändert sich bezüglich der Einspeisevergütung nichts.

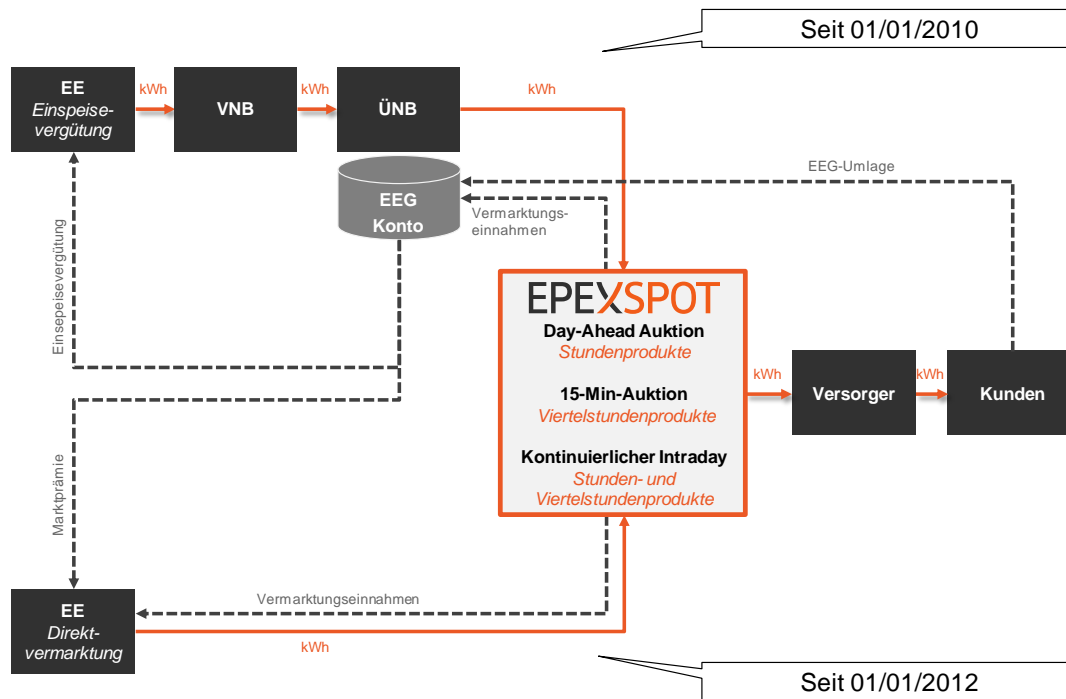


Abbildung 10 – Vermarktung erneuerbarer Energien in Deutschland (schematische Darstellung)

Quelle: EPEX SPOT

C.II. Entwicklung der Direktvermarktung in Deutschland

Seit Januar 2012 haben Vermarkter erneuerbarer Energien optional die Möglichkeit, die erzeugten Mengen direkt am Strommarkt zu veräußern. Dies kann eigenmächtig geschehen oder über einen Dienstleister. Tatsächlich haben sich in den letzten Jahren mehrere Dienstleister etabliert, die neben der Direktvermarktung für ihre Vertragspartner auch Services im Bereich der Betriebsführung, Portfolioanalyse, Prognose oder auch Wartung anbieten. Neben den Einnahmen aus der Vermarktung, z.B. an den Day-Ahead-, Intraday-, Termin- oder Regelenergie-Märkten, wird diesen sogenannten Direktvermarktern die Differenz zwischen der anlagenspezifischen Einspeisevergütung und dem monatlich nachlaufend ermittelten durchschnittlichen EPEX SPOT Börsenpreis als sogenannte „gleitende“ Marktprämie erstattet. Zusätzlich werden die Aufwendungen für die Direktvermarktung durch eine Managementprämie ausgeglichen.

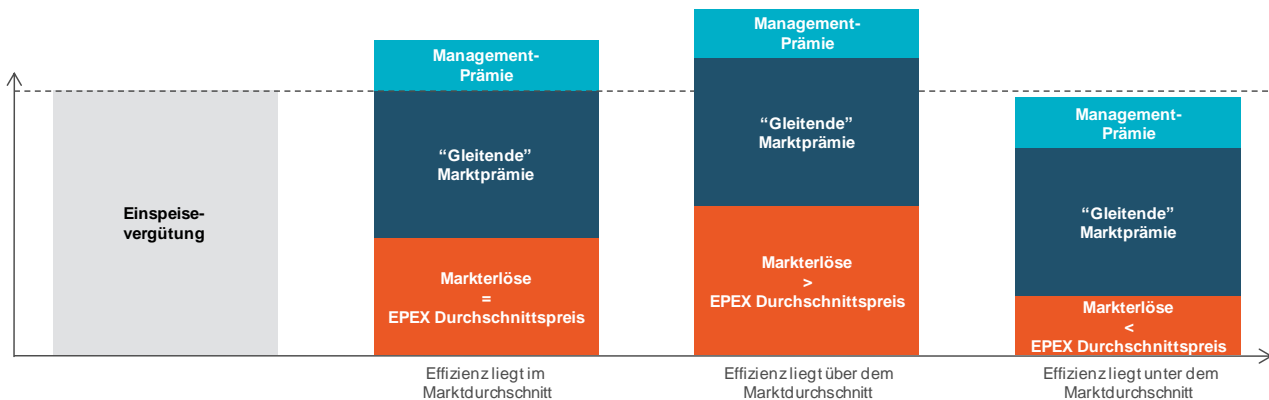


Abbildung 11 – Marktprämienmodell in Deutschland
Analyse: EPEX SPOT; Quellen: PwC, Übertragungsnetzbetreiber

Das Marktprämien-Modell bietet Direktvermarktern dadurch die wirtschaftliche Opportunität, Einnahmen gegenüber der festen Einspeisevergütung zu maximieren (s. Abbildung 11):

- Die „gleitende“ Marktprämie sichert den Anlagenbetreiber gegen mögliche Verluste am Markt ab, indem sie die Differenz zwischen durchschnittlichem monatlichem Börsenpreis und Einspeisevergütung ausgleicht;
- Wird die Anlage effizient gefahren, so dass die Markterlöse insgesamt über dem durchschnittlichen Börsenpreis liegen, entstehen bereits Mehrerlösmöglichkeiten gegenüber der Einspeisevergütung (z.B. Verkauf zu Zeiten hoher Strompreise, Limitierung der Gebote bei negativen Preisen, Nutzung des Regenergiemarktes, etc.);
- Die Managementprämie bietet einen zusätzlichen Bonus, der für den Mehraufwand der Direktvermarktung entschädigt (Prognosen, Vermarktungskosten, ...).

Als Bilanzkreisverantwortliche sind Direktvermarkter wirtschaftlich für die Prognose sowie den Ausgleich von Abweichungen zwischen tatsächlicher Einspeisung und Entnahme in ihrem Bilanzkreis verantwortlich. Unterschreitet die tatsächliche Einspeisung die vortägig vermarkteten Mengen, so ist der Bilanzkreisverantwortliche angehalten die fehlenden Strommengen zu beschaffen (z.B. am Spotmarkt). Übertrifft die tatsächliche Einspeisung die vortägig vermarkteten Mengen, so ist der Bilanzkreisverantwortliche angehalten die überschüssigen Strommengen zu veräußern. Ist ein Bilanzkreis nicht fristgerecht ausgeglichen, stellt der Übertragungsnetzbetreiber dem Bilanzkreisverantwortlichen die notwendige Ausgleichsenergie in Rechnung. Direktvermarkter werden demnach zur Minimierung der Ausgleichsenergie angereizt.

Durch die Stärkung von wettbewerblichen Strukturen fördert die Direktvermarktung die schrittweise Integration der erneuerbaren Energien in den Strommarkt:

- Erneuerbare Energien agieren wie andere Erzeugungsquellen am Strommarkt
- Anreize zum systemdienlichen Verhalten und zur effizienten Vermarktung
 - Verbesserung der Prognosegüte
 - Steuerbarkeit der Anlagen
 - Flexibilisierung der Einspeisung

Die Direktvermarktung erfreut sich in den letzten Jahren zunehmender Beliebtheit. So nutzten Ende 2014 mehr als die Hälfte der in Deutschland installierten erneuerbaren Leistung das optionale Marktprämien-Modell, insbesondere Windanlagen (s. Abbildung 12). Mit Inkrafttreten des EEG 2014 wird diese Form der Direktvermarktung verpflichtend für Neuanlagen, deren Leistung sich über einem Grenzwert von 500kW befindet.

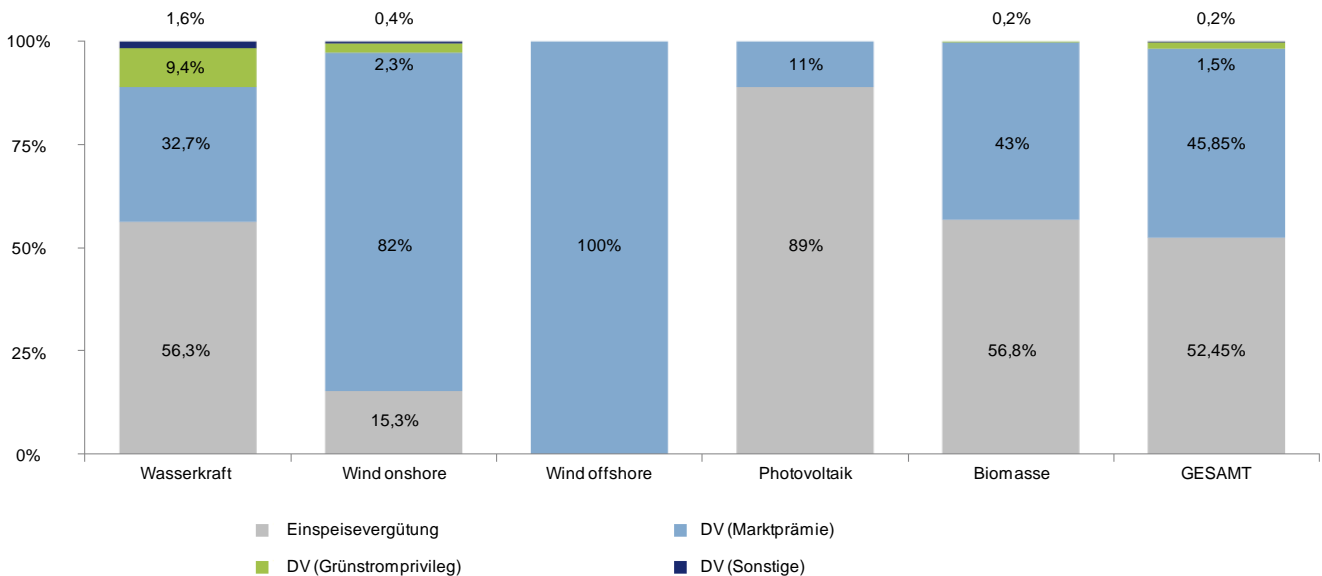


Abbildung 12 – Installierte Leistung nach Fördermechanismus in 2013 (Prozentanteil der förderfähigen Leistung)
 Analyse: DFBEE, Quelle: BDEW

	Dez. 2014 (in MW)	Dez. 2013 (in MW)	Dez. 2012 (in MW)
Wasserkraft	641	485	392
Gase	284	120	42
Biomasse	4557	2920	1936
Geothermie	11	5	0
Windenergie onshore	31868	27153	23929
Windenergie offshore	622	508	248
Solarenergie	5961	4297	1993
GESAMT	43943	35488	28541

Tabelle 3 – Installierte Leistung im Rahmen der Direktvermarktung über das Marktprämien-Modell
 Analyse: EPEX SPOT; Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Seit Einführung des Marktprämien-Modells sind Direktvermarkter verstärkt an der EPEX SPOT aktiv. Die stündliche – und vermehrt viertelstündliche – Schwankung des Börsenpreises beeinflusst das Verhalten der Direktvermarkter maßgeblich.

Als konkretes Beispiel reagieren Direktvermarkter vermehrt auf negative Preise. Seit der Einführung des Marktprämien-Modells ist zu beobachten, dass in Zeiten negativer Preise das Börsenpreissignal verstärkt zum Tragen kommt. Direktvermarkter beginnen, ihre Gebote bei entsprechenden negativen Preisen zu limitieren. Dies geht u.a. aus den aggregierten Preiskurven der EPEX SPOT Day-Ahead-Auktion hervor (s. Abbildung 14). Selbst wenn Di-

rektvermarkter heute noch nicht vollumfänglich auf die Preissignale am Spotmarkt reagieren, ist dies ein wichtiger Entwicklungsschritt im Vergleich zum „produce-and-forget“ Ansatz der festen Einspeisevergütung.

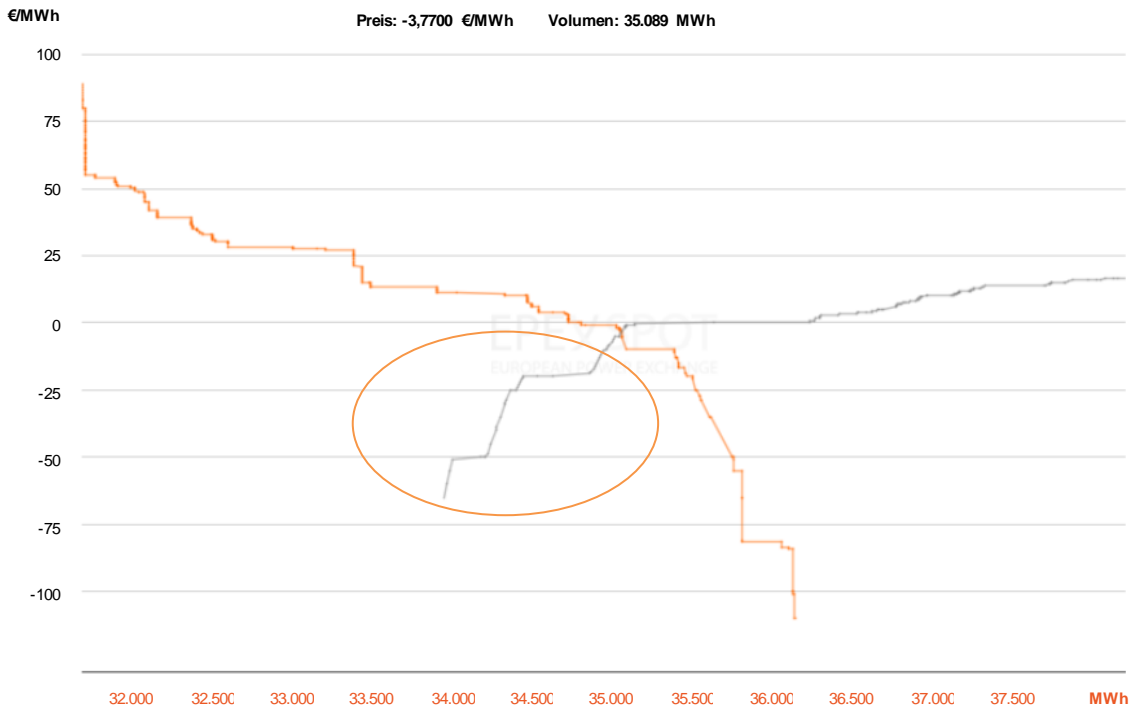


Abbildung 13 – Aggregierte Gebotskurven, 16/02/2014, Stunde 06-07

Quelle: EPEX SPOT

Das Auftreten negativer Preise an der Börse ist ein relativ seltenes Phänomen, das auftritt sobald eine geringe Nachfrage auf eine hohe, unflexible Produktion trifft. Diese negativen 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 Wertschöpfung der Flexibilität von Kraftwerken, des Demand Side Managements oder der Speicherung von Strom anzureizen. Allerdings spiegelt ein Markt mit häufigen negativen Preisen strukturelle Überkapazitäten wider.

Gleichwohl erneuerbare Energien nicht alleinige Ursache sind, spielen sie bei der Bildung negativer Preise eine Rolle. Dies gilt insbesondere für erneuerbare Energien in der Einspeisevergütung; demgegenüber erlaubt das Marktprämienmodell, das Niveau der negativen Preise zu reduzieren (siehe Abbildung 13). Neben den erneuerbaren Energien begünstigen unflexible thermische Kraftwerke das Auftreten negativer Preise durch die Tatsache, dass sie auch in Zeiten geringer Nachfrage weiter ins Netz einspeisen, entweder aus wirtschaftlichen Gründen (wenn Ab- und Anfahrkosten erwartete Verluste übersteigen) oder aus Gründen der Systemsicherheit. Das Auftreten des negativen Basispreises in Frankreich und Belgien im Juni 2013 belegt diesen Sachverhalt (siehe Abbildung 14).

An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass die Marktkopplung das Risiko des Auftretens von extremen negativen Preisen verringert – in der Tat schwächt der Export von Erzeugungsüberschüssen in benachbarte Märkte die Ausprägung von negativen Preisen ab.

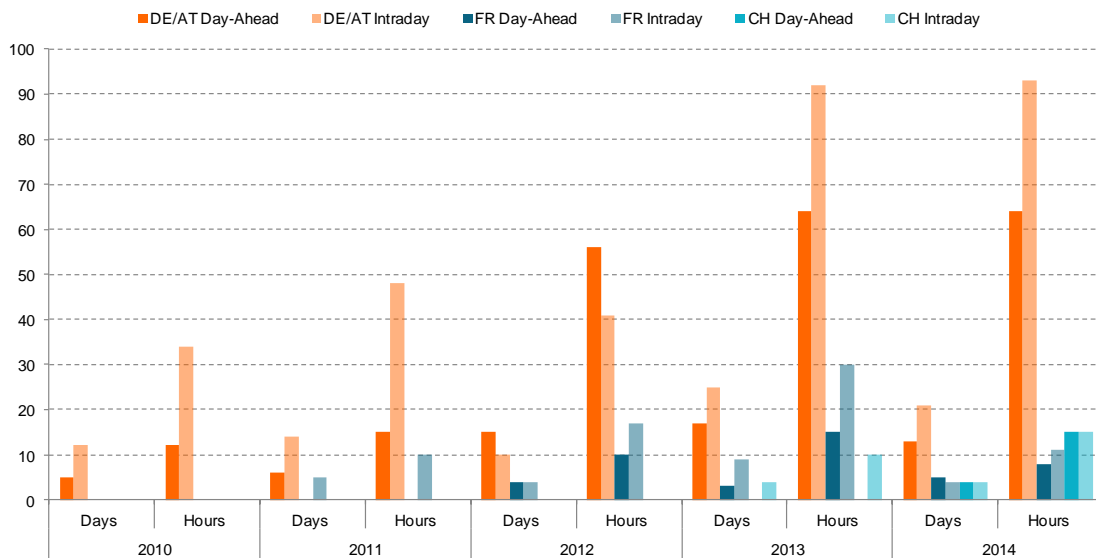


Abbildung 14 – Auftreten negativer Preise

Quelle : EPEX SPOT

C.III. Integration der EE in die europaweit gekoppelten Märkte der EPEX SPOT

Die Einführung der Marktkopplung begleitet seit Jahren den dynamischen Ausbau der erneuerbaren Energien in Europa. Die Marktkopplung ermöglicht vor allem, zunehmende Mengen an Strom aus erneuerbaren Energiequellen durch ein erweitertes Marktgebiet zu absorbieren und dadurch Einwirkungen auf die Preisbildung zu begrenzen.

Die Strommengen aus erneuerbaren Energien treffen durch den stark ausgeprägten europäischen Wettbewerb auf eine breite Synchronisation von Angebot und Nachfrage, die sich weit über die rein nationalen Grenzen erstreckt. Länderspezifische Überschüsse und Defizite werden von den gekoppelten Märkten abgedeckt. Die Grenzkuppelstellen werden optimal ausgelastet, die volkswirtschaftliche Wohlfahrt wird durch Effizienzgewinne erhöht und mögliche positive bzw. negative Preisspitzen werden eingedämmt. Insgesamt sind die gekoppelten Märkte so weniger anfällig für tages- oder jahreszeitenabhängige Schwankungen in der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien.

Vor dem Hintergrund der voranschreitenden Energiewende hat der Strommarkt laut dem Grünbuch des BMWi „bemerkenswerte Anpassungsleistungen gezeigt“ und sich „in der ersten Phase der Energiewende [...] grundsätzlich bewährt“.^{xxii}

Laut Evaluierungsbericht der Bundesnetzagentur vermarkten die deutschen Übertragungsnetzbetreiber im Zuge der Ausgleichsmechanismusverordnung seit 2010 erfolgreich und transparent die vorhergesagte Einspeiseleistung des nach dem Erneuerbaren Energien Gesetz (EEG) geförderten Stroms an den europaweit gekoppelten Spotmärkten der EPEX SPOT.^{xxiii}

Erneuerbare Energien werden de facto seit Jahren in den europaweit gekoppelten Stromspotmarkt integriert.

Erneuerbare Energien werden also *de facto* seit Jahren in den europaweit gekoppelten Stromspotmarkt integriert – vormals in Zentralwesteuropa, und seit 2014 in 17 Ländern in Nord-, Süd- und Zentralwesteuropa.^{xxiv} Die Spotmärkte der EPEX SPOT integrieren Strom aus erneuerbaren Energien damit möglichst kosteneffizient und transparent.

C.IV. Flexibilität als Schlüssel zur Marktintegration der erneuerbaren Energien

Mit der dynamischen Entwicklung der variablen Erzeugung aus erneuerbaren Energiequellen weisen die Strommärkte in Europa einen erhöhten Bedarf an Flexibilität auf.

Vor diesem Hintergrund hat die Börse schrittweise kontinuierliche Intraday-Märkte etabliert und miteinander gekoppelt. Grenzüberschreitender Handel zwischen Deutschland und Frankreich ist an der EPEX SPOT seit Ende 2010 möglich^{xxv} und wurde 2012 bzw. 2013 auf Österreich^{xxvi} und die Schweiz^{xxvii} erweitert.

Der flexible Stromhandel an liquiden Intraday-Märkten ist ein effizienter Weg um fluktuierende erneuerbare Energien kurzfristig in den Markt zu integrieren. Durch den Rund-um-die-Uhr Handel von Strom zwischen Deutschland, Frankreich, Österreich und der Schweiz ist es Marktteilnehmern möglich, auf Grundlage verbesserter Prognosedaten ihre Portfolien kurzfristig effizient auszugleichen. Auf diese Weise können Marktteilnehmer ihren Bedarf an Ausgleichsenergie reduzieren und sind imstande, auf unvorhergesehene Ereignisse in Echtzeit zu reagieren (z.B. im Falle eines unerwarteten Ausfalls einer Erzeugungseinheit oder eines Prognosefehlers).

Die dynamische Entwicklung der Handelsmengen auf den Intraday-Märkten belegt diesen Erfolg: diese haben sich in den letzten fünf Jahren verzehnfacht. Darüber hinaus bietet EPEX SPOT als erste Börse in Europa seit 2011 die Möglichkeit, Strom viertelstundenscharf am Intraday-Markt zu handeln^{xxviii}. Seit 2013 ist zudem der grenzüberschreitende Handel mit Viertelstundenprodukten zwischen Deutschland und der Schweiz möglich – auch dies ist eine Premiere in Europa.

Die Handelsmengen auf den Intraday-Märkten haben sich in den letzten fünf Jahren verzehnfacht.

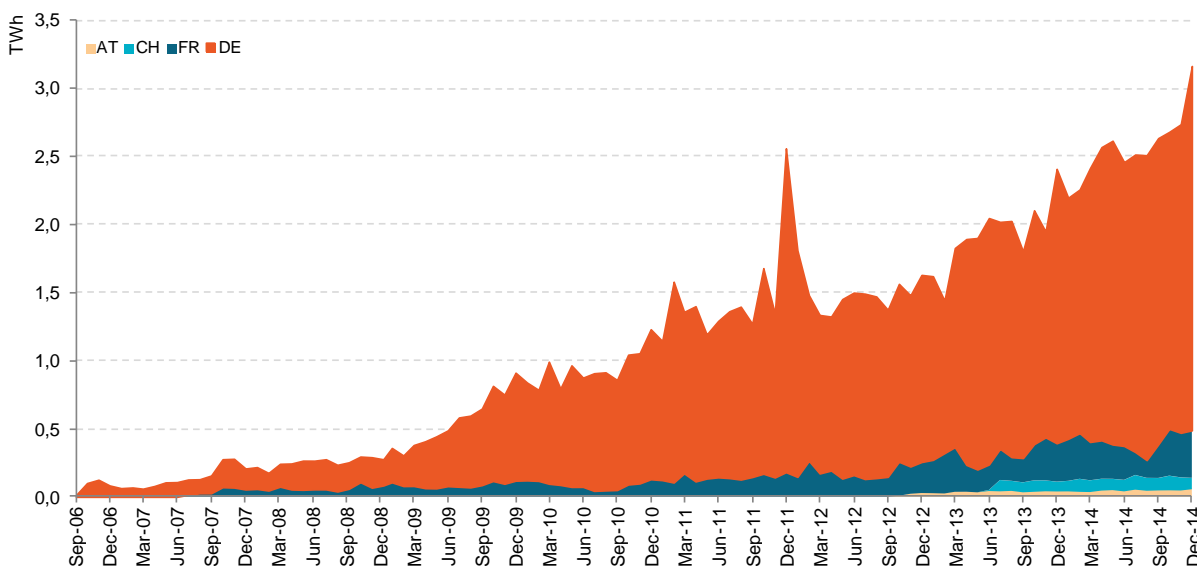


Abbildung 15 – Strommengen, die an den Intraday-Märkten der EPEX SPOT gehandelt werden

Quelle: EPEX SPOT

Das Viertelstundenprodukt ist ein wertvolles Instrument zum feineren Ausgleich von Angebot und Nachfrage. Damit trägt das Preissignal für Viertelstundenprodukte zur Wertschöpfung von Flexibilität bei 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 fast 9.0 TWh gehandelt;
- In den Jahren 2013 und 2014 haben sich die Handelsvolumina jeweils verdoppelt;
- Der monatliche Durchschnitt beträgt derzeit rund eine halbe Terawattstunde;
- Mit rund 50 aktiven Unternehmen verzeichnet der Viertelstundenhandel mittlerweile so viele Marktteilnehmer wie der Stundenhandel in 2012;
- Das Viertelstundenprodukt stellt bis zu 30 Prozent der monatlich gehandelten Mengen auf dem deutschen Intraday-Markt dar.

Die Börse untersucht darüber hinaus die Einführung von 30-Minuten-Kontrakten auf dem kontinuierlichen französischen Intraday-Markt. Dieses zusätzliche Produkt entspricht dem Zeitraster der Ausgleichsenergie in Frankreich und könnte dem Bedarf lokaler Marktteilnehmer nachkommen, variable erneuerbare Energien besser auszugleichen.

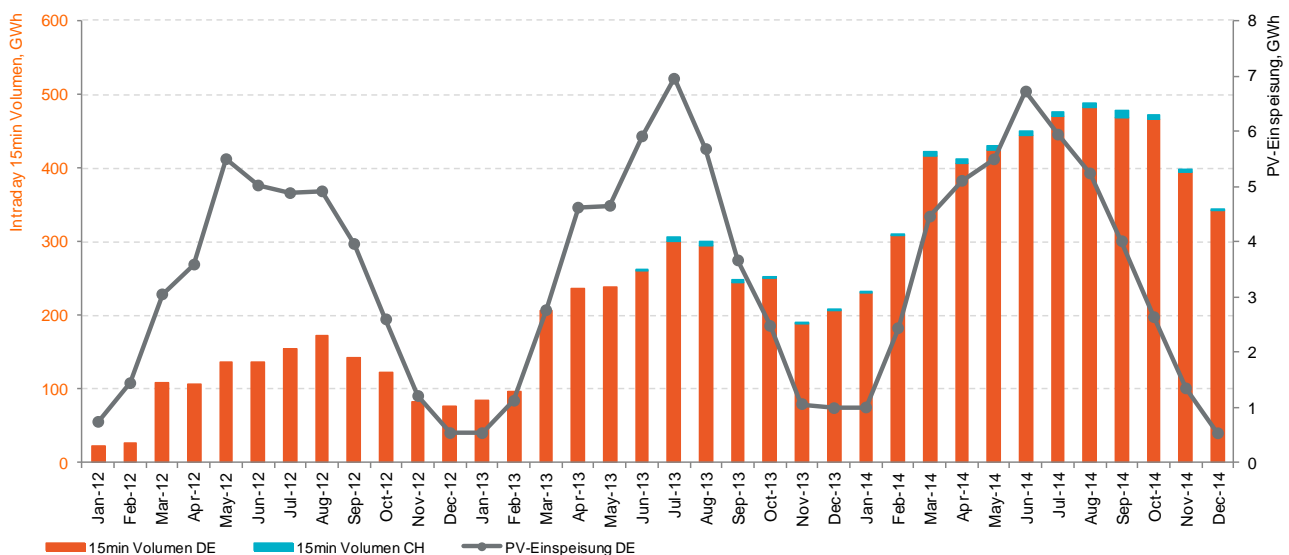


Abbildung 16 – Monatliche Handelsmengen der Viertelstundenprodukte am kontinuierlichen Intraday-Markt
Quelle: EPEX SPOT

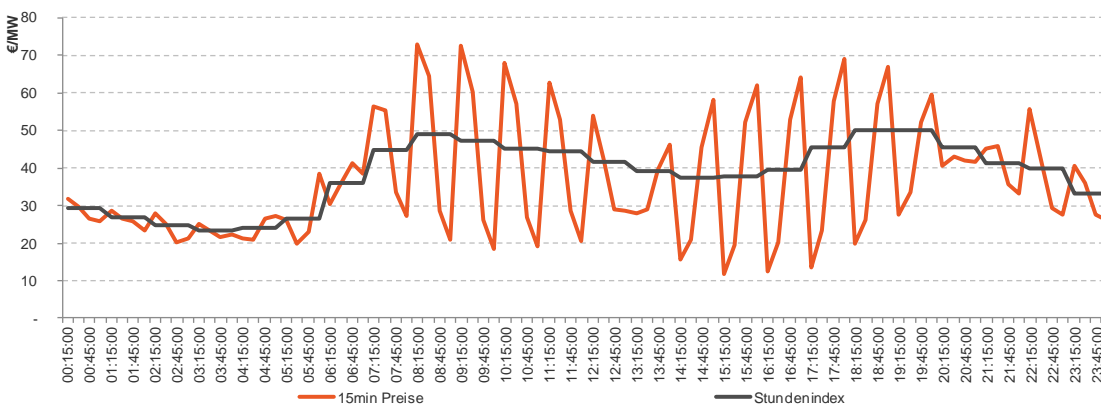


Abbildung 17 – Vergleich des Preises von Stunden- und Viertelstundenprodukten
Quelle: EPEX SPOT

Zusätzlich zum kontinuierlichen Handel hat EPEX SPOT im Dezember 2014 die 15-Minuten-Eröffnungsauktion auf dem deutschen Intraday-Markt eingeführt. Um 15 Uhr können somit in einer hierfür zugeschnittenen Auktion die 96 Viertelstunden des Folgetages gehandelt werden. Dies bietet Bilanzkreisverantwortlichen erweiterte Möglichkeiten zur viertelstundenscharfen Bewirtschaftung von Erzeugungsrampen, zur Feinabstimmung von Kundenportfolios sowie zum unterstündlichen Ausgleich von Prognose-Abweichungen.^{xxix} Einige maßgebliche Vorteile:

- Ermöglichung der Teilnahme für kleine- und mittelgroße Unternehmen, die nicht zwangsläufig Zugang zum kontinuierlichen Intraday-Markt besitzen (erfordert u.U. einen 24/7-Handel);
- Bildung eines transparenten und robusten Referenzpreises für Viertelstunden durch Bündelung der Liquidität zu Beginn des Intraday-Prozesses;
- Anreiz zur Flexibilität durch ein klares Referenzpreissignal für Viertelstundenprodukte (keine Vermengung mit Stundenprodukten, s. Abbildung 17), unter Kenntnis der Day-Ahead-Resultate und kurz vor Eröffnung des Intraday-Handels;
- Aufwandsminimierung durch Aufbau auf bestehenden Handels- und Clearings-Prozessen, sowie durch die Nutzung von bewährten Handelssystemen (ETS);
- Robuster Algorithmus EUPHEMIA, der sich in der europaweiten Day-Ahead-Marktkopplung bewährt hat und die korrekte Ausführung der Gebotsmengen garantiert.

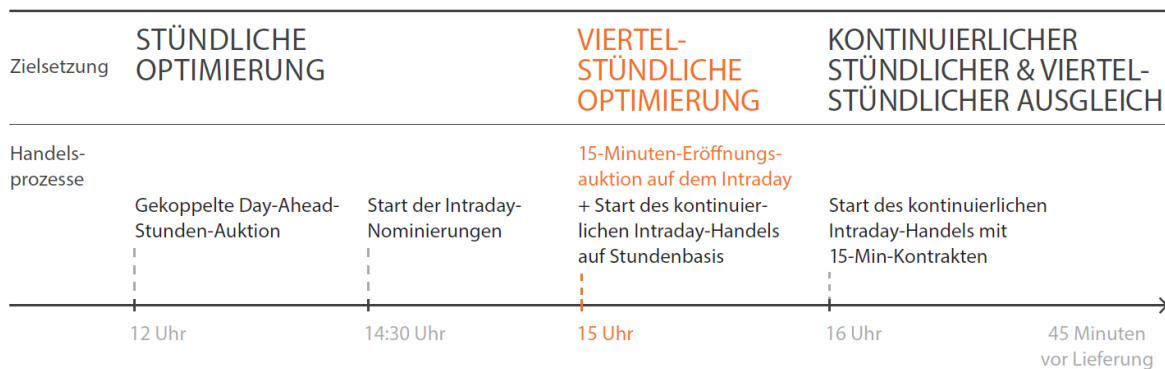


Abbildung 18 – Tagesablauf an der Börse und 15-Minuten-Eröffnungsauktion
Quelle: EPEX SPOT

D. Fazit und Ausblick

Im Rahmen der europäischen Energiepolitik kommt den erneuerbaren Energien eine Schlüsselrolle im Übergang zu einem wettbewerbsfähigen, sicheren und nachhaltigen Energiesystem zu. Sowohl in Frankreich wie auch in Deutschland soll der Ausbau der erneuerbaren Energien fortgeführt werden.

Parallel zur Entwicklung der erneuerbaren Energien durchläuft die europäische Energiewirtschaft seit Jahren einen fundamentalen Wandel. Europa strebt die Schaffung eines wettbewerbsintensiven Strombinnenmarktes an. Der Großhandelsmarkt und Strombörsen sind die sichtbarsten Ergebnisse dieser Strommarktliberalisierung.

Die europäische Strombörse EPEX SPOT organisiert die kurzfristigen Strom-Spotmärkte für Deutschland, Frankreich, Österreich und die Schweiz. Die Bündelung von Angebot und Nachfrage zur Ermittlung eines Referenzpreises an der Börse ist entscheidend für einen effizient funktionierenden Strommarkt.

Die Marktkopplung ist ein zentrales Element zur Vollendung des europäischen Strombinnenmarktes und zur Umsetzung der Energiewende.

Gemeinsam mit den Übertragungsnetzbetreibern und Regulierungsbehörden treibt die Strombörse die Kopplung der Day-Ahead-Märkte voran. Die Marktkopplung ist ein zentrales Element zur Vollendung des europäischen Strombinnenmarktes und zur Umsetzung der Energiewende. Tatsächlich hat die Marktkopplung sich in der ersten Phase der Energiewende grundsätzlich bewährt. Sie erlaubt zunehmende Mengen an Strom aus erneuerbaren Energiequellen in ein erweitertes Marktgebiet von mittlerweile 17 Mitgliedsstaaten in Nord- und Südwesteuropa zu überführen, wodurch Einwirkungen auf die Preisbildung begrenzt werden.

Mit zunehmend variabler Erzeugung aus erneuerbaren Energiequellen weisen die Strommärkte in Europa einen erhöhten Bedarf an Flexibilität auf. Vor diesem Hintergrund entwickeln sich die kurzfristigen Intraday-Märkte in den letzten Jahren dynamisch weiter. Durch den Rund-um-die-Uhr Handel von Strom zwischen Deutschland, Frankreich, Österreich und der Schweiz ist es Marktteilnehmern möglich, auf Grundlage verbesserter Prognosedaten ihre Portfolien effizienter auszugleichen. Darüber hinaus bietet der kontinuierliche Handel sowie die Eröffnungsauktion für Viertelstundenprodukte in Deutschland Möglichkeiten zur Feinabstimmung von Angebot und Nachfrage.

Die gekoppelten Day-Ahead- und Intraday-Märkte der EPEX SPOT haben sich damit in den vergangenen Jahren als zuverlässiges Instrument zur Marktintegration der erneuerbaren Energien erwiesen:

- Erhöhte Vielfalt an Marktteilnehmern mit zunehmender Übernahme von Verantwortung;
- Verbesserte Liquidität des Großhandelsmarktes und vereinfachter Marktzugang;
- Erhöhte Transparenz dank zugänglicher Markt- und Systemdaten;
- Flexibilisierung des Handels durch Weiterentwicklung der Intraday-Märkte und kurzfristigen Produkte.

Darüber hinaus ist in den kommenden Jahren sowohl in Frankreich wie in Deutschland mit einer Fortentwicklung der Fördermechanismen zu rechnen, um erneuerbare Energien schrittweise an den Markt heranzuführen. Zur Stärkung von wettbewerblichen Strukturen, zum Anreiz der bedarfsgerechten Einspeisung sowie des systemdienlichen Verhaltens, und zur Stabilisierung der Kostendynamik werden derzeit mehrere Überlegungen geführt:

- **Weiterentwicklung der Direktvermarktung:** Einführung der Direktvermarktung in Frankreich bzw. Überlegungen in Deutschland, Direktvermarktung auf Basis einer fixen Marktprämie einzuführen;
- **Ermittlung der Förderhöhen über wettbewerbliche Mechanismen:** In Deutschland soll spätestens ab 2017 ein Ausschreibungsmodell eingeführt werden. Ein Pilotprojekt sieht im Laufe des Jahres 2015 vor, 600 MW Photovoltaik-Freiflächenanlagen auszuschreiben;
- **Europäische Öffnung der Fördermechanismen:** Ausschreibungen von erneuerbaren Kapazitäten sollen für andere EU Mitgliedsstaaten geöffnet werden. In Deutschland ist vorgesehen, mindestens 5 Prozent der jährlichen Kapazitäten zu öffnen.

Quellenverzeichnis

- ⁱ *European Council*, Conclusions of the European Council, 23 and 24 October 2014.
- ^{iv} *REN 21*, Renewables 2014, Global Status Report, 2014.
- ^v *Observ'ER*, Le baromètre 2013 des énergies renouvelables électriques en France, 4e édition.
- ^{vi} *Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD*, Deutschlands Zukunft gestalten, 18. Legislaturperiode.
- ^{vii} *BDEW*, Erzeugungsmix 2014: Erneuerbare Energien zum ersten Mal wichtigster Energieträger im deutschen Strommix, Dezember 2014..
- ^{viii} *BMWi*, Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland, August 2014.
- ^{ix} *Assemblée Nationale*, Projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, Octobre 2014.
- ^x *Bundesministerium für Wirtschaft und Energie*, Ein Strommarkt für die Energiewende (Grünbuch), 2014.
- ^{xi} *EPEX SPOT*, Pressemitteilung: Bundesumweltminister Peter Altmaier besucht die europäische Strombörse EPEX SPOT, Juli 2013.
- ^{xii} *EPEX SPOT*, Pressemitteilung: Zentralwesteuropäische Preiskopplung erfolgreich gestartet, November 2010.
- ^{xiii} *European Council*, Conclusions of the European Council, 4 February 2011.
- ^{xiv} *ACER*, Cross-regional roadmap for Day-Ahead Market Coupling, 2011.
- ^{xv} *EPEX SPOT*, Pressemitteilung: 4M Market Coupling launches successfully by using PCR solution, November 2014.
- ^{xvi} *Élysée*, Discours d'ouverture de la Conférence environnementale pour la transition écologique, Septembre 2013.
- ^{xvii} *MEDDE*, Consultation sur l'évolution des mécanismes de soutien aux installations sous obligation d'achat, Décembre 2013.
- ^{xviii} *CRE*, Consultation publique sur les modalités de gestion de l'obligation d'achat en métropole continentale et sur les principes de calcul du coût évité, Septembre 2014.
- ^{xix} *BMWi*, Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus (Ausgleichsmechanismusverordnung - AusglMechV), Juli 2009.
- ^{xx} *Bundesregierung*, Pressemitteilung: EEG-Umlage sinkt 2015, Oktober 2014.
- ^{xxi} *European Commission*, Guidance for the design of renewables support schemes, November 2013.
- ^{xxii} *Bundesministerium für Wirtschaft und Energie*, Ein Strommarkt für die Energiewende (Grünbuch), 2014.
- ^{xxiii} *Bundesnetzagentur*, Evaluierungsbericht zur Ausgleichsmechanismusverordnung, 2012.
- ^{xxiv} *EPEX SPOT*, Pressemitteilung: North-Western European Power Markets Successfully Coupled, February 2014.
- ^{xxv} *EPEX SPOT*, Pressemitteilung: Erfolgreicher Start des neuen deutsch-französischen Intraday-Marktes, Dezember 2010.
- ^{xxvi} *EPEX SPOT*, Pressemitteilung: APG und EPEX SPOT starten Österreichischen Intraday-Markt, Oktober 2012.
- ^{xxvii} *EPEX SPOT*, Pressemitteilung: Integrierter Schweizer Intraday-Markt erfolgreich gestartet, Juni 2013.
- ^{xxviii} *EPEX SPOT*, Pressemitteilung: Fünfzehn-Minuten-Kontrakte erfolgreich auf deutschem Intraday-Markt gestartet, Dezember 2011.
- ^{xxix} *EPEX SPOT*, Pressemitteilung: 15-Minuten-Eröffnungsauktion auf dem deutschen Intraday erfolgreich gestartet, Dezember 2014.