

Ein Einblick in den Strommarkt

Regionalnetzwerk Stromnetz Regensburg | Landshut:
Strommarkt, virtuelle Kraftwerke

Franziska Flachsbarth

Regensburg, 14.3.2019



Quelle: Öko-Institut e.V.

Agenda

1. Handel mit Strom
2. Das Strommarktdesign
3. Vermarktungsformen der Direktvermarktung

Handel mit Strom

Warum Handel?

Strom ist unsichtbar, ein Handel mit ihm ist schwer vorstellbar:

- Qualität des Stroms vergleichen?
- Strom über eine Ladentheke reichen?
- Wie ist es, wenn der Strom „leer“ ist?

Die Endkunden

- schließen einen Vertrag über eine Stromlieferung mit einem Stromversorger ab
- einigen sich (bisher) auf einen fixen jährlichen Preis
 - Ggf. minimale Kosten, ggf. Grünstrompräferenz, ...
- erwarten eine lückenlose Versorgung (und ärgern sich über die Stromrechnung)

Der Stromversorger

- verantwortet seinen Bilanzkreis durch ein aufeinander abgestimmtes Zusammentreffen von Angebot und Nachfrage
- kauft und verkauft Strom auf den unterschiedlichen Märkten zur Gewinnmaximierung

Handel mit Strom

Warum Handel?

Neben dem Stromversorger kaufen weitere Akteure Strom:

- Zwischenhändler wie z.B. Banken: teilweise auch nur rein finanzielle Erfüllungsgeschäfte
- Übertragungsnetzbetreiber kaufen Strom zum kurzfristigen Ausgleich ihres Bilanzkreises

Verkäufer von Strom sind

- Erzeuger
- Zwischenhändler
- Stromversorger

Liberalisierung des Strommarktes:

- Ziel des Handels im ist die effiziente (d.h. volkswirtschaftlich optimale) Nachfragedeckung

Handel mit Strom

Wie entsteht der Preis?

Auf dem „Marktplatz“ werden die Angebote und die Nachfrage gesammelt und entsprechend des Preises sortiert:

- Die Angebotskurve / „Merit Order“ spiegelt (im freien Markt) die Grenzkostenpreise der einzelnen Kraftwerke wieder
- Die Nachfragekurve drückt die jeweilige Zahlungsbereitschaft der Endkunden aus

Beide Kurven verändern sich kontinuierlich im Zeitverlauf

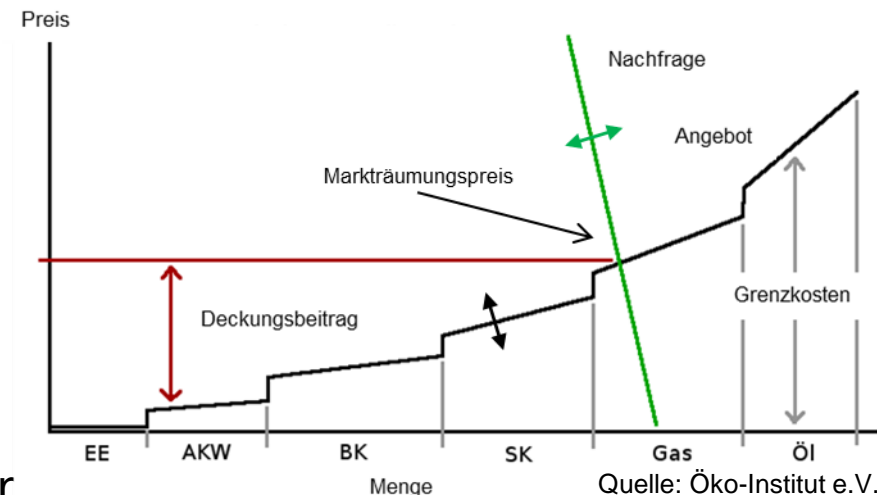
- Angebot z.B. durch Kraftwerksausfälle, EE-Fluktuation
- Nachfrage z.B. durch Tageszyklen, DSM

Zwei Auktionsformen

- „Pay-as-bid“-Auktionierung
- Markträumungspreis

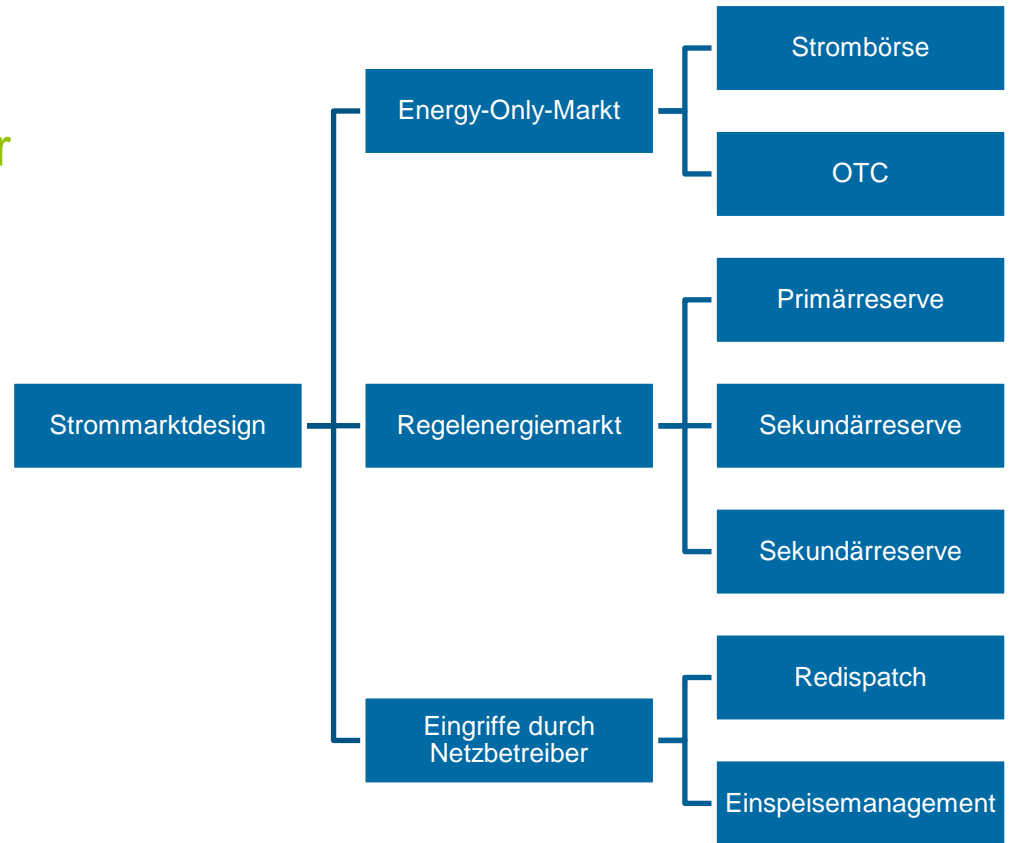
Akteure: Bilanzkreisverantwortliche

Märkte mit unterschiedlichen Fristigkeiten



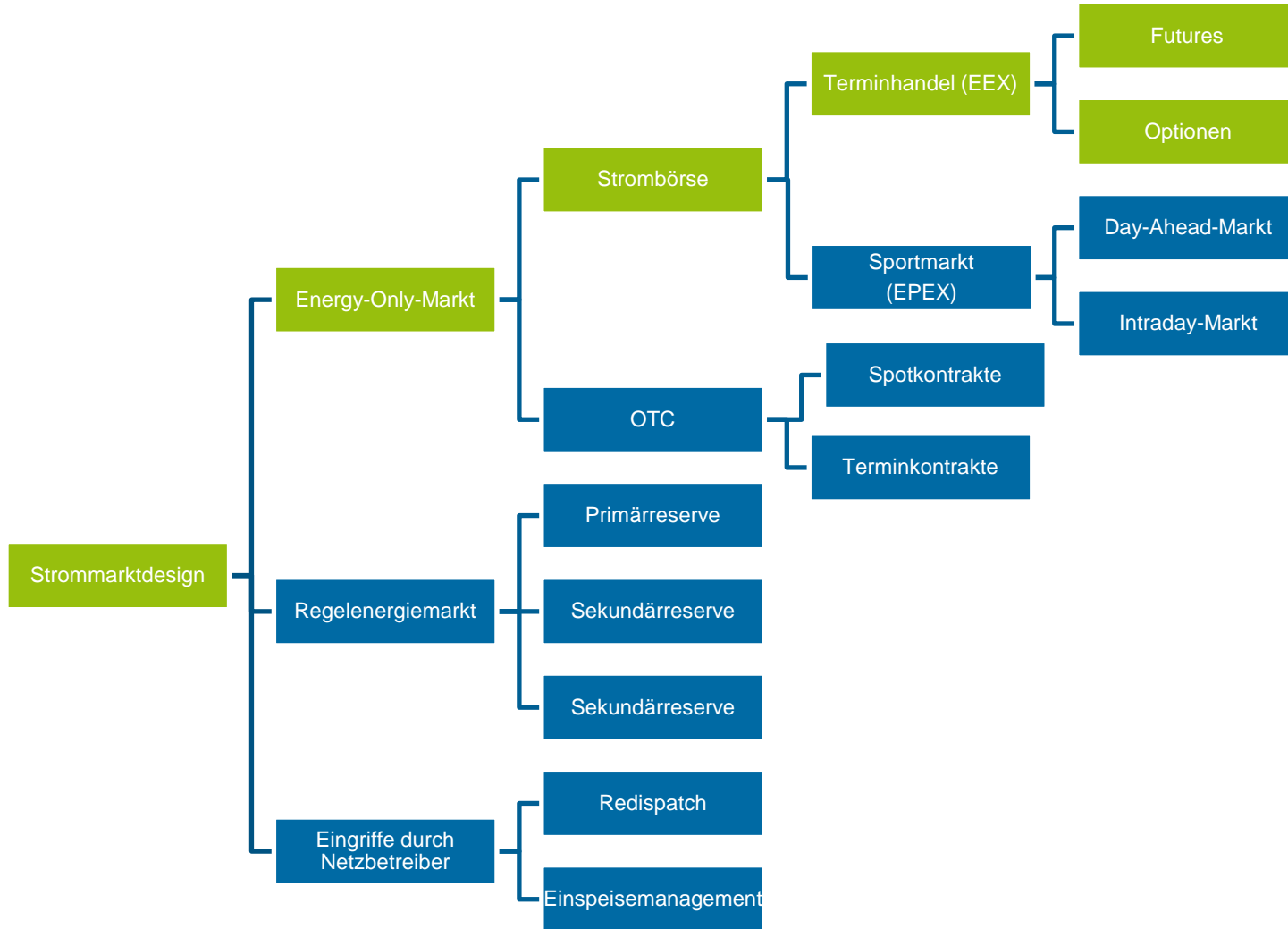
Agenda

1. Handel mit Strom
2. Das Strommarktdesign
3. Vermarktungsformen der Direktvermarktung



Das Strommarktdesign

Der Energy-Only-Markt – Börse / Terminmarkt



Das Strommarktdesign

Der Energy-Only-Markt – Terminmarkt

Der Terminhandel an der EEX („Pay-as-bid“)

- Kauf von Strom mit einem Vorlauf von 1 Monat bis zu sechs Jahre
 - Monats-, Quartals- oder Jahresprodukte
- **Ziel: Absicherung gegen Preisänderungen am Markt**
- **Futures:** gegenseitige Verpflichtung
 - Welche Menge (Kontraktgröße) wird zu welchem Preis und Zeitpunkt von wem an wen geliefert?
- **Optionen:** einseitige Verpflichtung seitens des Verkäufers
 - Käufer (Inhaber) erhält das Recht, **aber nicht die Pflicht**, die Kontraktgröße zu einem Basiswert zu kaufen (Call) oder zu verkaufen (Put).

Das Strommarktdesign

Der Energy-Only-Markt – Terminmarkt

Phelix-DE Futures | European Energy Exchange

PhelixDE Baseload Year Futures

Name	Best Bid	Best Ask	Anzahl Kontrakte	Letzter Preis	Abs. Veränd.	Letzte Zeit	Letztes Volumen	Abr. Preis	Vol. Börse	Vol. Trade Registration	Anzahl offener Kontrakte
Cal-20	47,01	47,15	149	47,25	-0,51	10:46	43.920	-	808.128	500.688	46.110
Cal-21	45,00	45,10	29	44,95	-0,63	10:02	43.800	-	70.080	183.960	9.247
Cal-22	45,70	46,10	5	46,10	-0,31	09:17	43.800	-	43.800	-	3.016
Cal-23	-	49,50	-	-	-	-	-	-	-	-	521

<https://www.eex.com/de/marktdaten/strom/futures/phelix-de-futures#!/2019/03/15>

Phelix-DE Options | European Energy Exchange

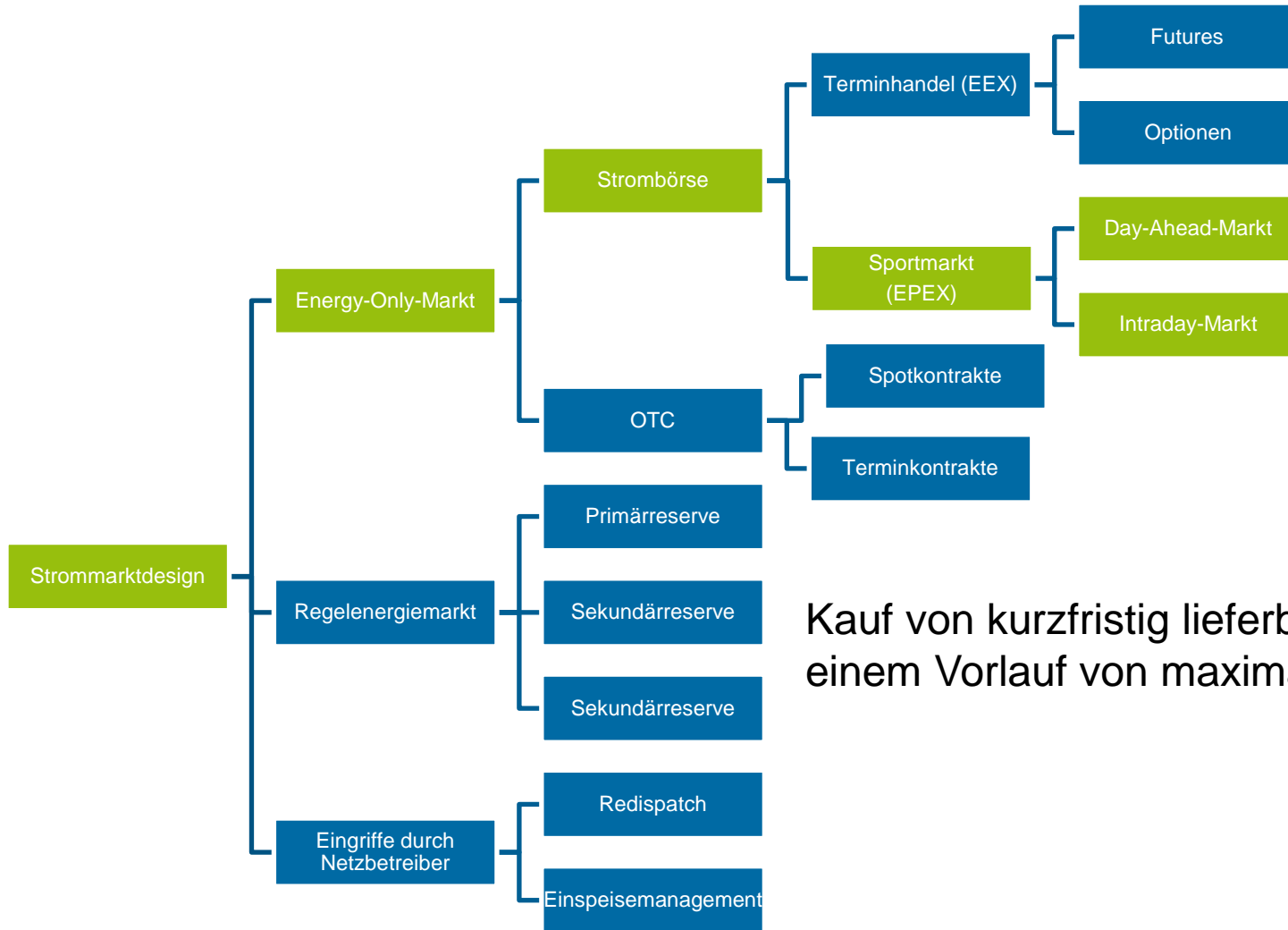
Phelix-DE Baseload Quarter Options

Underlying	Best Bid	Best Ask	Anzahl Kontrakte	Letzter Preis	Abs. Veränderung	Letzte Zeit	Letztes Volumen	Abr. Preis	Vol. Börse	Vol. Trade Registration	Anzahl offener Kontrakte Vortag
2/19	42,05	42,17	148	42,05	-0,62	11:04	10.920	-	224.952	98.280	126.554
3/19	45,65	45,85	162	45,70	-0,52	11:01	11.040	-	203.136	154.560	109.936
4/19	51,55	51,85	12	51,50	-0,80	09:52	2.209	-	2.209	24.299	102.234
1/20	51,50	52,00	5	51,65	-0,73	08:26	6.549	-	6.549	4.366	1.693
2/20	42,21	42,92	-	-	-	-	-	-	-	-	850
3/20	43,50	44,01	5	43,55	-0,64	11:00	11.040	-	11.040	-	953

<https://www.eex.com/de/marktdaten/strom/options/phelix-de-options#!/2019/03/15>

Das Strommarktdesign

Der Energy-Only-Markt – Börse / Spotmarkt



Kauf von kurzfristig lieferbarem Strom mit einem Vorlauf von maximal 2 Tagen

Das Strommarktdesign

Der Energy-Only-Markt – Spotmarkt / Day Ahead

EPEXSPOTAUCTION

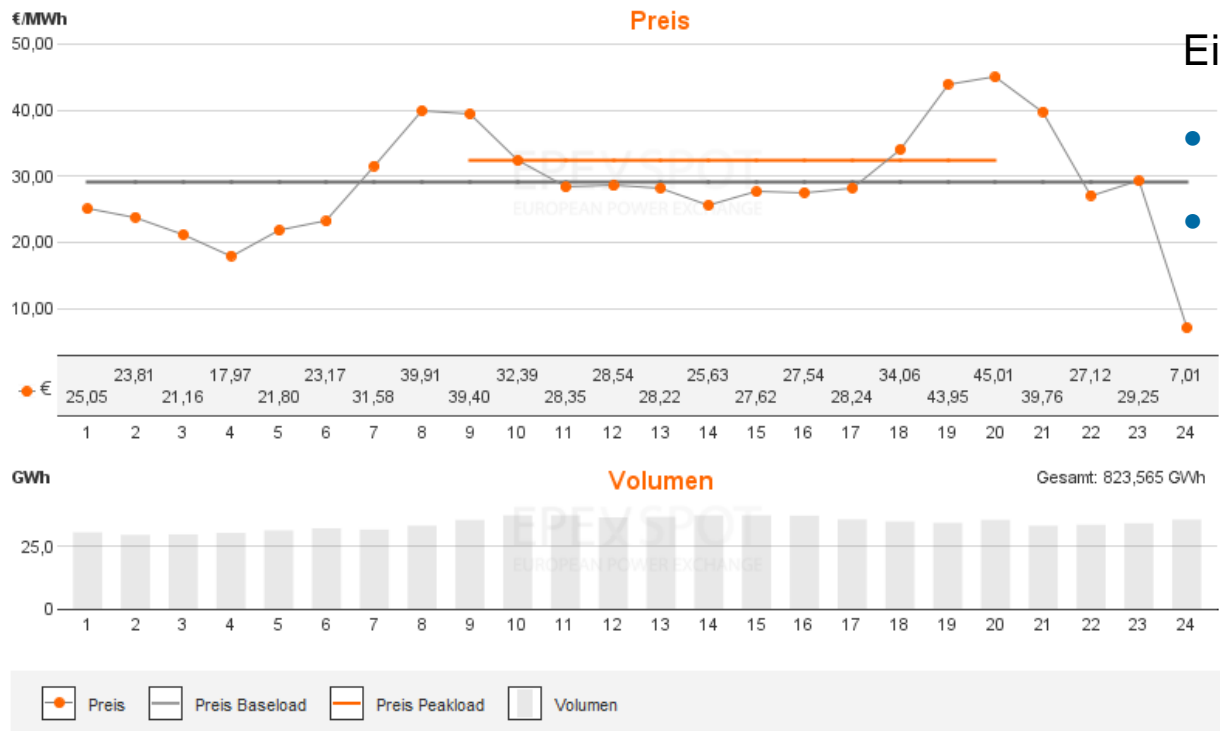
DATEN-TABELLE | DATEN-CHART | PREISKURVE

FR CH (Swiss) DE-LU AT Former DE/AT (Historical data until 30/09/2018)

07.03.2019 07.03.2019

Tag | Woche | Monat | Quartal | Jahr

kein Durchschnitt



Einheitlicher Markträumungspreis

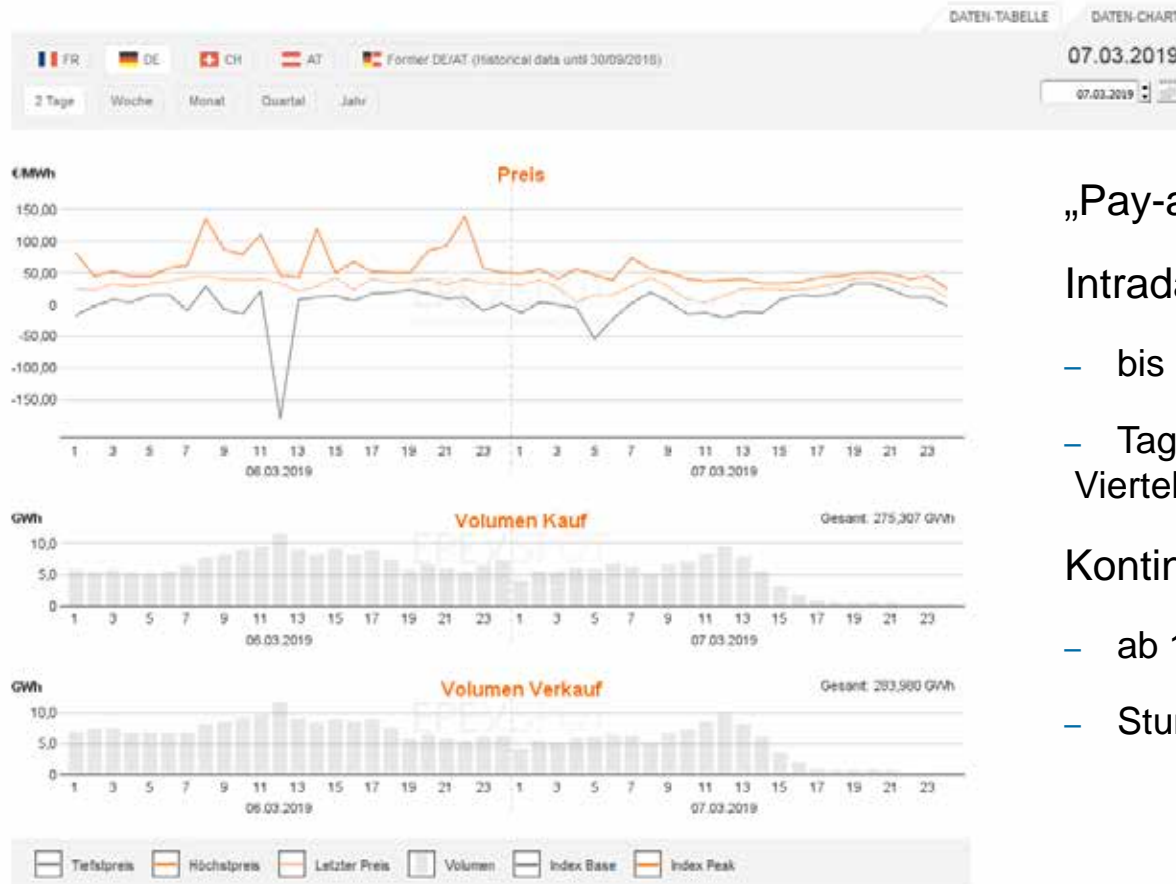
- bis 12:00 Uhr des Vortags
- Tagespreise, Blockpreise (3 Std), Stundenpreise

https://www.epexspot.com/de/marktdaten/dayaheadauktion/chart/auction-chart/2019-03-16/DE_LU

Das Strommarktdesign

Der Energy-Only-Markt – Spotmarkt / Intraday

EPEXSPOT INTRADAY CONTINUOUS



<https://www.epexspot.com/de/marktdaten/intradaycontinuous/chart/intraday-chart/2019-03-15/FR>

„Pay-as-Bid“:

Intraday-Auktionsmarkt:

- bis 15:00 Uhr des Vortags
- Tagespreise, Blockpreise (3 Std), Viertelstundenpreise

Kontinuierlicher Intraday-Handel:

- ab 15:00 Uhr des Vortags - 5 Min vor
- Stundenpreise, Viertelstundenpreise

Das Strommarktdesign

Der Energy-Only-Markt – Fazit Strombörse

Warum die verschiedenen Märkte?

- Unterschiedlich hohe Unsicherheiten
- Die Prognosen für den Erfüllungszeitpunkt verbessern sich im Zeitverlauf
 - Einkauf von „Baseload“ auf dem Terminmarkt
 - Nachkauf von „Peakload“ auf dem Spotmarkt
 - Unterschiedliche Zeitscheiben für die Produkte

Unterschied Day Ahead / Intraday Auktionsmarkt?

Nur ¼ des Stroms wird an der Börse gehandelt!

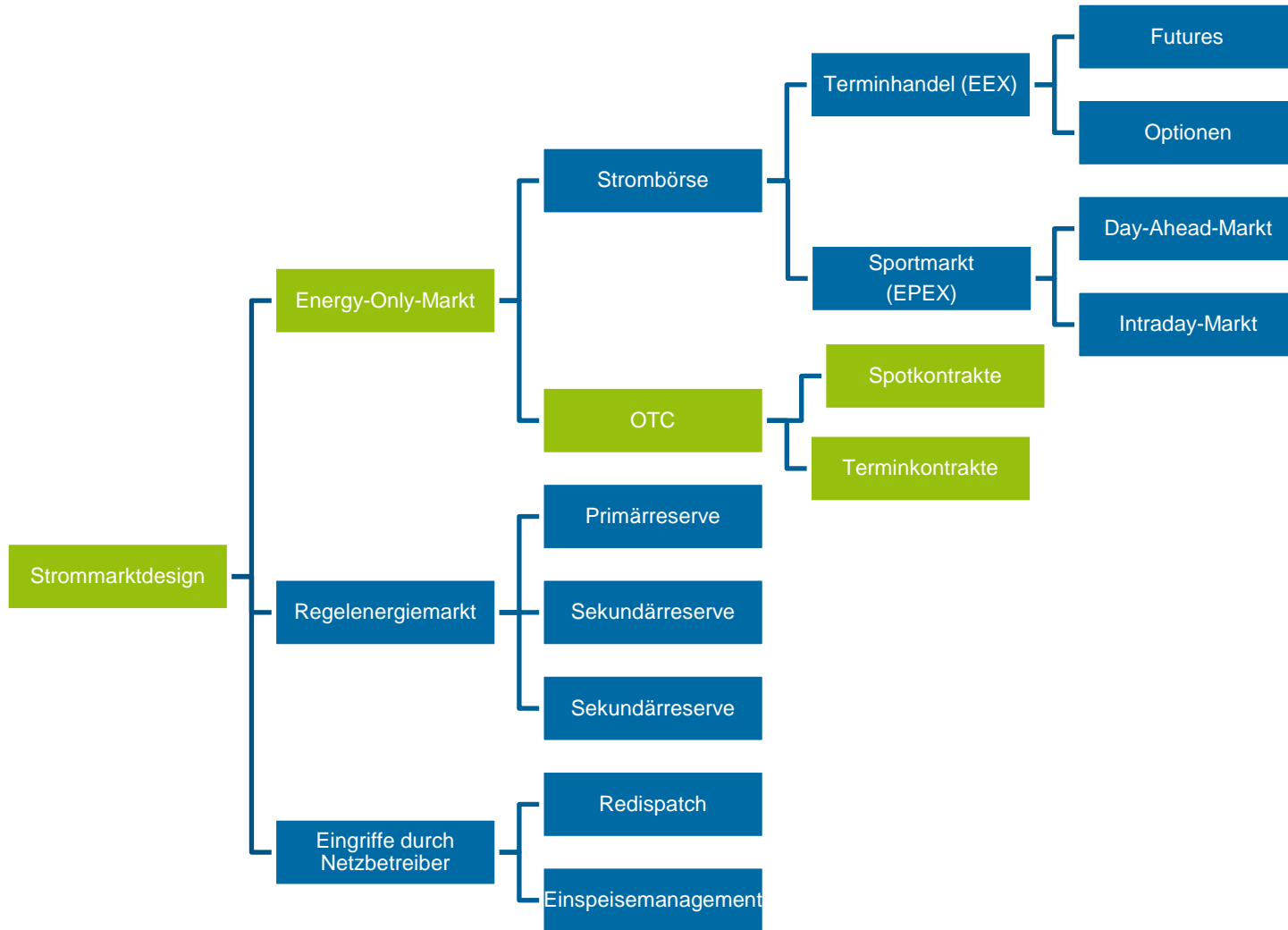
Dennoch Handelsvolumen:



<https://de.statista.com/statistik/daten/studie/12486/umfrage/entwicklung-der-eex-handelsvolumina/>

Das Strommarktdesign

Der Energy-Only-Markt - OTC



Over the counter (OTC): Außerbörsliches Stromhandelsgeschäft

Produkte von Börse und außerbörslichem Markt entsprechen sich

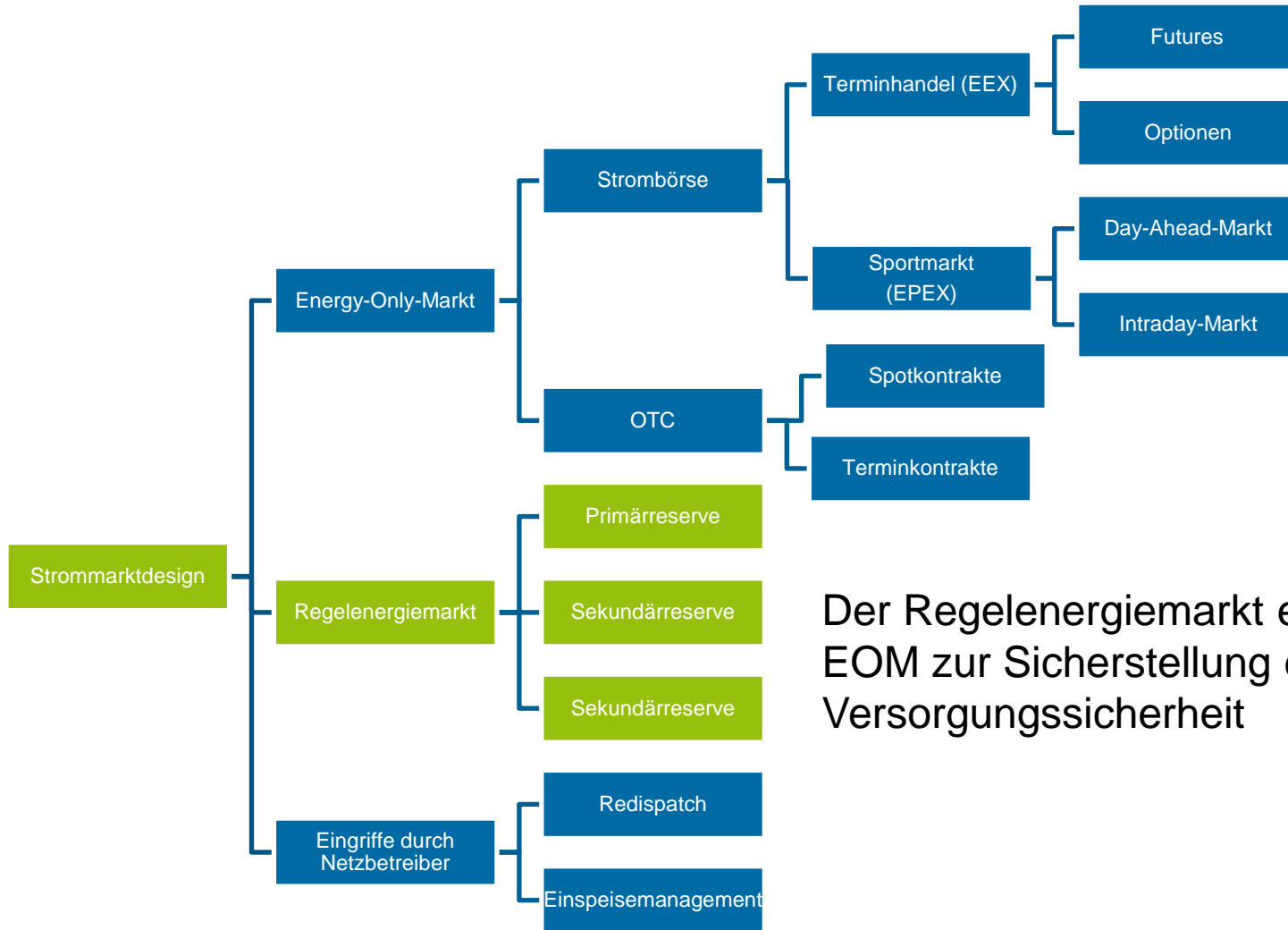
Charakteristik OTC:

- Keine zwischengeschaltete Instanz / Clearingstelle
 - Keine Börsengebühren, Transaktionsentgelte
 - Preise und Volumina sind nicht öffentlich (intransparenter)
 - Keine festen Standards: Stromhandelsverträge werden individuell und bilateral geschlossen (flexibler, riskanter)
 - OTC-Plattformen mit Zulassungsbeschränkungen
 - Broker
- è Höhere Einstieghürde (Nachteil für kleine Marktteilnehmer)

In DE werden etwa $\frac{3}{4}$ der Strommarktgeschäfte OTC abgewickelt.

- „Klassischer Stromhandel“: bis heute die Handelsplattform der konv. KW
- Für EE bisher von geringerer Relevanz

Das Strommarktdesign Der Regelenergemarkt



Der Regelenergemarkt ergänzt den EOM zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit

Das Strommarktdesign

Der Regellenergiemarkt bzw. Regelleistungsmarkt

Systemdienstleistung: Erzeugungsreserve, um Stromnetzfrequenz aufrecht zu erhalten:

- erforderlich, wenn ein Bilanzkreis nicht ausgeglichen ist, d.h. wenn Angebot und Nachfrage nicht zusammenpassen
 - Positive Regellenergie: eine zusätzliche Stromeinspeisung oder Nachfragesenkung (Netzfrequenz zu niedrig)
 - Negative Regellenergie: eine Reduktion der Stromeinspeisung oder Nachfrageerhöhung (Netzfrequenz zu hoch)

Unterteilung in 3 Reservearten nach Abrufbarkeit:

- Primärreserve: innerhalb von Sekunden (wöchentlich ausgeschrieben)
- Sekundärreserve: innerhalb von fünf Minuten (täglich)
- Minutenreserve: innerhalb von einer Viertelstunde (täglich)

ÜNB sind einziger Kunde auf dem Regelleistungsmarkt

- Vorgabe der Vorhaltung von 2,5 - 3,5 GW positiver und negativer Regelleistung

Das Strommarktdesign

Der Regellenergiemarkt bzw. Regelleistungsmarkt

Durch kontinuierliches Herabsetzen der minimal anzubietenden Leistung (aktuell 1 MW) Erhöhung der Anbieterzahl

Anbieter sind:

- Stromproduzenten
- Stromverbraucher
- Speicher

Vergütet wird:

- Bereitschaftsvergütung / Leistungspreis
- Abrufvergütung / Arbeitspreis

Handelsverfahren:

- Je eine Merit Order für die Auswahl der einzubeziehenden Leistung und für den dann tatsächlich erfolgenden Abruf
- Beides Pay-as-bid- Auktionierungen

Präqualifizierte Anbieter je Regellenergieart

Anbieter	PRL	SRL	MRL
Agder Energi Solutions GmbH		●	
Alelion Energy Systems GmbH	●		
ArcelorMittal Eisenhüttenstadt GmbH			●
Axpo Deutschland GmbH		●	●
BalancePower GmbH			●
BASF SE		●	

PRL: 27 Anbieter; SRL: 37 Anbieter; Minutenreserve: 47 Anbieter

Das Strommarktdesign

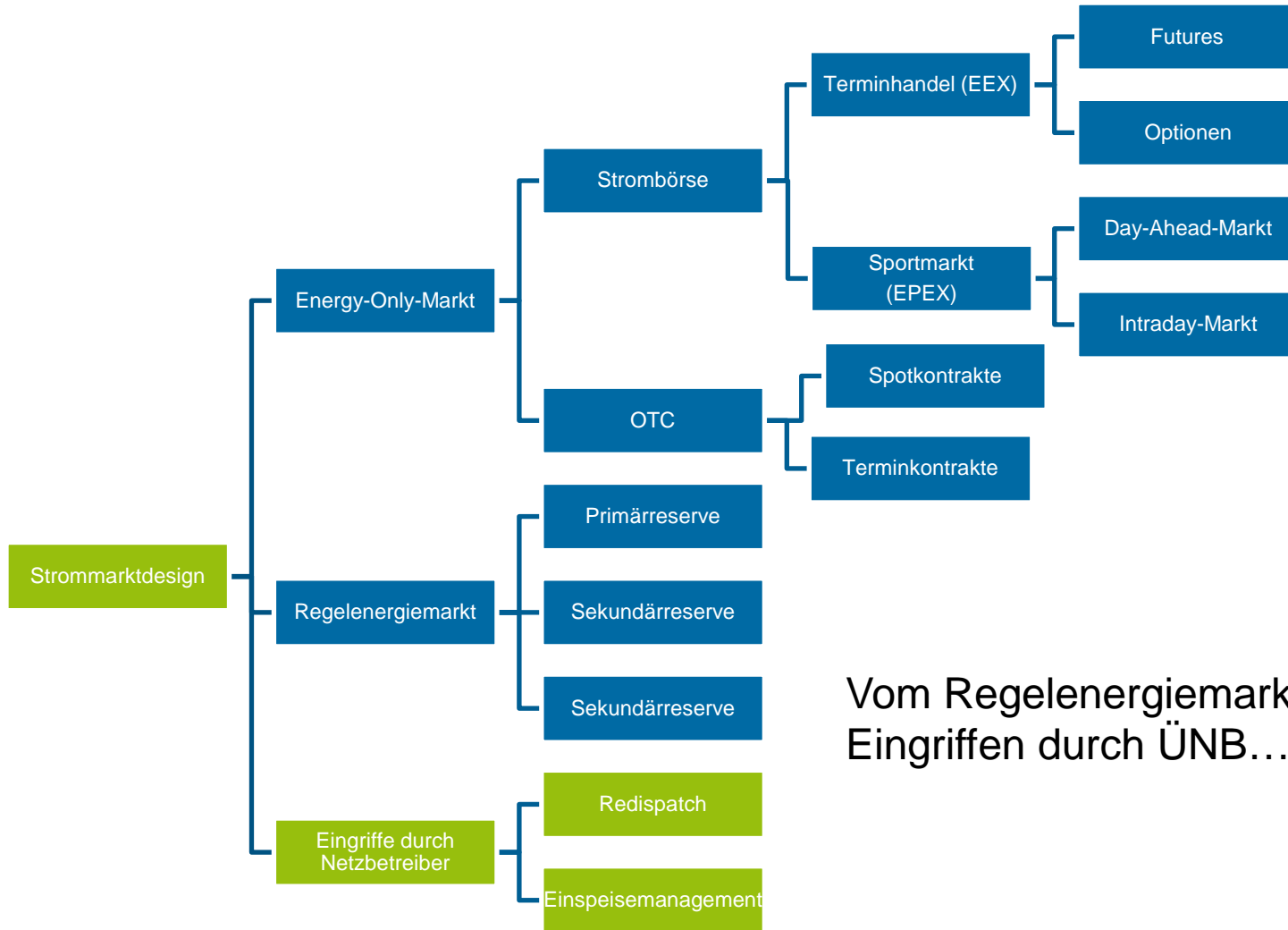
Der Regelenergiemarkt bzw. Regelleistungsmarkt

Aktuelle Diskussionspunkte:

- Einführung des Mischpreisverfahrens?
- Zugangsvoraussetzungen für neuere Erzeuger zum Reserveenergiemarkt mittlerweile akzeptabel?

Das Strommarktdesign

Eingriffe durch Netzbetreiber




Vom Regelenergiemarkt zu den Eingriffen durch ÜNB...

Das Strommarktdesign

Vom Regelenergiesmarkt zu den Eingriffen durch ÜNB

Auf den bisher geschilderten Märkten wurden die Bilanzkreise mengenmäßig geschlossen, Eingriffe durch die ÜNB sind „Nullsummenspiele“:

- Basis Nullsummenspiele: Fahrplananmeldungen der Bilanzkreisverantwortlichen um 14:30 Uhr des Vortags
- Lastflussberechnungen der ÜNB zeigen die Engpässe des Marktergebnisses
- Stromerzeugungsmengen werden regional getauscht (Kraftwerke mit höheren Kosten)



Was haben die Märkte mit den Netzen zu tun?

Aber der „normale“ Handel wird bis 5 Min vor Erfüllungszeit fortgesetzt...?

- Weitere Änderungen im Fahrplan werden mit 15 Minuten Vorlauf und im 15-Minuten-Takt berichtet
 - Day-After Markt: nachträgliche Fahrplanänderungen bis 16:00 Uhr des Folgetages
- è Auswirkungen auf den Redispatchbedarf?

Das Strommarktdesign

Eingriffe durch Netzbetreiber

Maßnahmen der ÜNB bei Netzengepässen:

- Anpassung der Netzschaltungen
- Anweisung von Fahrplanänderungen: Redispatch und Einspeisemanagement
 - (Countertrading am Intraday-Handel)

Redispatch-Teilnahmepflicht für alle konv. KW mit Leistung >10 MW

- Zahlung von: Aufwandsentschädigung, entgangener Gewinn, entgangener Erlös, Zusatzkosten, Zinsnachteile, Gemeinkosten

Bei Bedarf: Einsatz der Netzreserve (das ist nicht der Regelle Energiemarkt!)

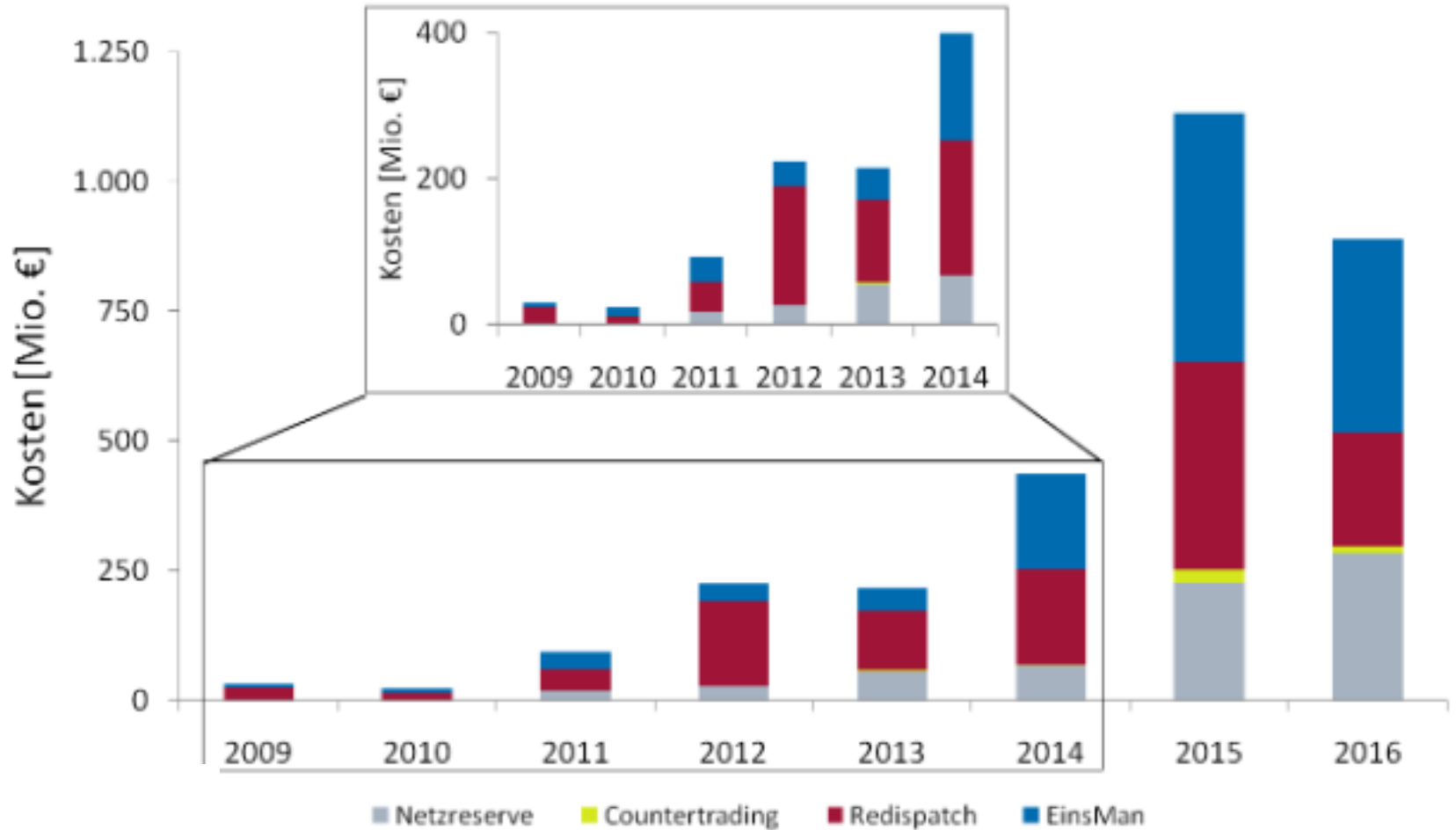
Einspeisemanagement

- Kosten entsprechen etwa der EEG-Vergütung

Kosten entstehen bei den ÜNB ÷ Netznutzungsentgelte

Eingriffe durch Netzbetreiber

Entwicklung Gesamtkosten Engpassmanagement



https://www.bdew.de/media/documents/Awh_20180212_Bericht_Redispatch_Stand_Februar-2018.pdf

Agenda

1. Handel mit Strom
2. Das Strommarktdesign
3. Vermarktungsformen der Direktvermarktung



Image by Gerd Altmann from Pixabay

Direktvermarktung

Direktvermarktung ist die Vermarktung ohne einen Zwischenhändler

- Bei EE-Anlagen besteht seit 2016 eine Direktvermarktungspflicht, welche die fixe Einspeisevergütung ablöst
 - Ziel: Überführung der EE in ein marktwirtschaftliches Umfeld
 - Kostenrisiken der Vermarktung werden von den VNB zu den Direktvermarktern verlagert ⇒ erst jetzt Anreiz, Ausgleichsenergiekosten gering zu halten
- Direktvermarktung von EE:
 - Marktprämienmodell an der Strombörse
 - Sonstige Direktvermarktung
 - Regionale Direktvermarktung

Unterteilung der Direktvermarktung nach der Größe der Verträge:

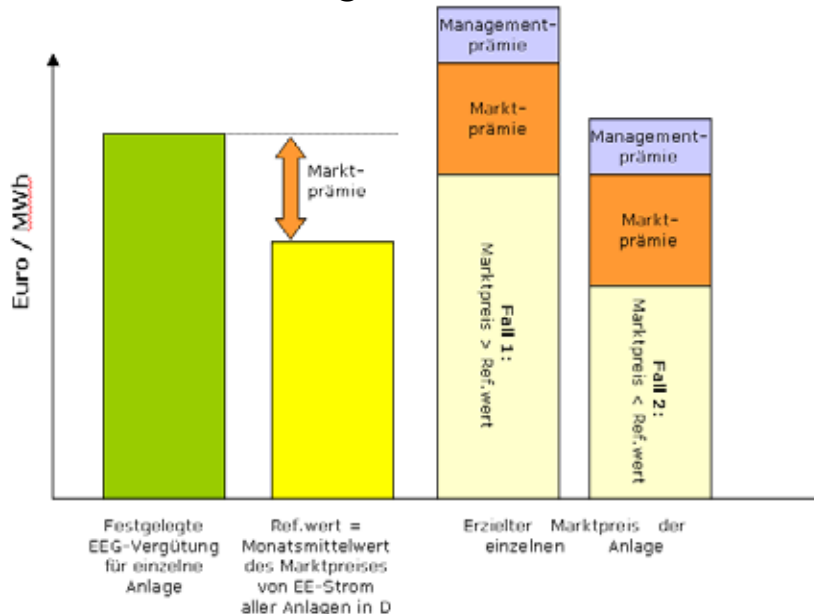
- Peer-to-Peer: Kleinteilige Direktvermarktung zwischen Erzeuger und Verbraucher
- Power Purchase Agreement: Großteiligere und langfristigere Direktvermarktung

Vermarktungsformen

Das Marktprämienmodell

Marktprämienmodell erzeugt einen marktwirtschaftlichen Anreiz, der die EE-Stromerzeugung kalkulierbarer macht

Die Marktprämie ergibt sich implizit aus dem Anzulegenden Wert, der in den Ausschreibungsverfahren bestimmt wird



- Anzulegender Wert (const!) =
Marktprämie
+ avg. monatlich erzielter Börsenerlös
- Bei freiwilligem Wechsel: Garantie, dass Anzulegender Wert der fixen Einspeisevergütung entspricht

Erläuterung des Marktprämienmodells mit optionaler Marktprämie und Managementprämie im Rahmen der Direktvermarktung nach dem EEG 2012
https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Marktpr%C3%A4mienmodell_EEG.png
 Autor: Honolulu99 [CC BY-SA 3.0]

Vermarktungsformen

Sonstige Direktvermarktung (DV) / Regionale DV

Sonstige Direktvermarktung:

- Handel von EE-Strom außerhalb der EE-Vergütung
 - z.B. EE-Anlagen, die nach 20a aus der EEG-Vergütung herausfallen
 - Grünstromeigenschaft bleibt erhalten (keine Doppelvermarktung)

Regionale Direktvermarktung (seit 2019 wieder möglich):

- ausschließlich für EEG-geförderte Anlagen (Regionales Nachweisregister)
- Strom wird direkt an lokale Abnehmer verkauft
 - Vermarktung innerhalb Radius von 50 km
 - Direktliefervertrag für Strom

Direktvermarktung von EE-Strom

Unterteilung der Direktvermarktung nach der Größe der Verträge:

- Peer-to-Peer: Kleinteilige Direktvermarktung zwischen Erzeuger und Verbraucher
 - „Auf Augenhöhe zwischen Gleichgesinnten“
 - Assoziiert mit „Prosumern“
 - z.B. Sonstige Direktvermarktung über Plattformen wie „enway“ oder „Nordgreen“
 - z.B. Sonstige Direktvermarktung über Blockchain und mithilfe von „Smart Contracts“ ganz ohne einen weiteren Intermediär
- Power Purchase Agreement: Großteiligere und langfristigere Direktvermarktung
 - z.B. über regionale Direktvermarktung vom Windpark zu Fabrik nebenan

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!

Haben Sie noch Fragen?

Franziska Flachsbarth

f.flachsbarth@oeko.de

Tel.: +49-761-452 95-289



1 2 3 4 5

Market Coupling



Ein europäischer Strombinnenmarkt

Market Coupling

Market Coupling ist ein reines marktseitiges Instrument

Ziel: Verknüpfung von Regelzonen und Marktgebieten, um

- Preisunterschiede zwischen den Gebieten / Ländern zu reduzieren
- Vereinheitlichung verschiedener Systeme von Strombörsen (?)
- Erhöhung der Marktliquidität?
- Gemeinsame Klimaschutzziele?

Vermarktung:

- Die Transportkapazitäten werden implizit im Strommarkt mit versteigert
- Ursprünglich ATCs, mittlerweile FBMC zwischen den CWE-Innengrenzen, d.h. D-NL, D-F, F-B, NL-B zur Erhöhung der Transportkapazität
- XBID (Juni 2018): grenzüberschreitender Intraday-Handel zwischen BE, DK, DE, ET, FI, FR, LT, LI, NO, NI, AT, PT, ES

Ein europäischer Strombinnenmarkt

Market Coupling

Handelsplattform für Marktkopplungssysteme:

- Intraday-Markt
- Day-Ahead-Markt

Doch der Handel ist kein reines finanzielles Ereignis:

- Die Grenzkuppelkapazitäten müssen auch physisch bestehen
 - Grenzkuppelleitungen sind Wechselstrom- (220 kV, 440 kV, 50 Hertz) oder Gleichstromleitungen
- Erst ab den 50er Jahren begannen die Länder, ihre Stromnetze zu koppeln
- seit 1999 UCTE: Organisation zur Koordination des Verbundnetzes
- Der erste Zusammenschluss von Märkten fand erst 2006 statt...
 - Seitdem gehen Marktzusammenschlüsse und Ausbau von Kuppelkapazitäten miteinander einher

Ein europäischer Strombinnenmarkt

Market Coupling

Eine relativ junge Idee:

- 2006: Zusammenschluss Day-Ahead-Markt von BE, FR und NI (TMC)
- 2007: Market Splittung PT, ES
- **2007: Seekabel zwischen DK und DE**
- 2010: TMC plus DE, LU zu CWE (Coupling Western Europe); Price Coupling of Regions (PCR) – einheitlicher Algorithmus zur Strompreiskalkulation auf 7 Börsen, dezentrale Datenverwaltung, Eigenverantwortung der einzelnen Börsen für ihr Marktgebiet
- **2011: Seekabel NO und NI**
- 2013: CWE plus AT
- 2014: NWE – Market Coupling von 15 Staaten (CWE + Skand. +Balt. + GB + PL)
- 2015: Multi Regional Coupling (MRC) - NWE + PT, ES + IT + SL (19 Staaten)

Bericht EC: bis Ende 2018 wurden 22 PCI-Projekte fertiggestellt, es fehlen noch 106

Okt. 2018: Aufspaltung der einheitlichen Preiszone zwischen DE und AT („Loop Flows“)

Ein europäischer Strombinnenmarkt

Market Coupling

Probleme, die zu der Aufspaltung der einheitlichen Preiszone zwischen DE und AT geführt haben:

- Problem 1: Es wird mehr gehandelt als tatsächlich fließen kann
 - è Warum?
- Problem 2: Loop Flows entstehen wegen Engpässen und führen zu Mehrkosten
 - è Loop Flows müssten bei einem AC-Interkonnektor immer entstehen, die Höhe der Lastflüsse nimmt dann aber anteilig auf allen Leitungen zu
 - è Oder handelt es sich um gesteuerte Lastflüsse, die absichtlich über einen Umweg über andere Länder transportiert werden?
- Problem 3: Das Erfordernis des Market Splittings zwischen DE und AT bestehe aufgrund von innerdeutschen Engpässen & sollte entsprechend durch ein innerdeutsches Market Splitting behoben werden.
 - è D.h. um einen einheitlichen Preis zwischen DE und AT herzustellen, müsste mehr Strom aus Norddeutschland nach AT transportiert werden?

Ein europäischer Strombinnenmarkt

Market Coupling

Inwiefern schafft das Market Coupling Probleme, inwiefern löst es welche?

Contra:

- Innerhalb DE entsteht zusätzlicher Netzausbaubedarf aufgrund der Transite und aufgrund eigener Exporte
- Neue EU-Regelung, dass 75% der Leitungskapazität auf den Interkonnektoren für den Handel freigehalten werden müssen, verschärft das Problem

Pro:

- Klimaschutzziele können durch ein europäisches Zusammenarbeiten effizienter erfüllt werden:
 - Ausgleich von fluktuierenden Erzeugungen
 - Teilen von regelbarer Erzeugungsleistung und Nachfrageflexibilität
- Kooperationen zwischen Ländern erhalten den Frieden und ermöglichen das Festhalten an Mindeststandards (Umwelt, Soziales)

Agenda

1. Handel mit Strom
2. Das Strommarktdesign – Abgrenzung des Reserveenergiemarktes
3. Vermarktungsformen der Direktvermarktung



Image by Gerd Altmann from Pixabay

Unterschiede zwischen Regelenergiemarkt, Netzreserve und Sicherheitsbereitschaft

Reservemarkt / Regelenergiemarkt:

- Marktgetriebenes Instrument, für 1 h, ÜNB agieren auf diesem
- Nach 1 h muss der verursachende Akteur die fehlende / zusätzliche Leistung auf dem Intradaymarkt oder OTC ausgeglichen haben

Netzreserve nach Reservekraftwerksverordnung seit 2016

- Vorhaltung von KW-Kapazität für den Redispatch zur Überbrückung von regionalen Transportengpässen
- Besteht aus zur Stilllegung angezeigten / momentan nicht betriebsbereiten Anlagen, die als systemrelevant eingestuft wurden; auch Anlagen im europäischen Ausland

Sicherheitsbereitschaft für Braunkohlekraftwerke

- Einerseits analog zur Netzreserve, Motivation dahinter aber insbesondere der Klimaschutz (vorzeitiges Aus-dem-Markt-Nehmen von BK-KW)

Europäischer Strommarkt ermöglicht gemeinsamen Zugriff auf KW-Kapazitäten