

FCA Informationsveranstaltung der ECA

Kritische Punkte der FCA-VO aus Sicht der Marktteilnehmer

03.04.2017, Wien

Edgar Röck

Vorsitzender des AK Grenzüberschreitender Stromhandel

Übersicht

1. Interessen als Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU)
2. Grundsätzliche Anmerkungen zur FCA-VO
3. Unklarheiten und offene Punkte
4. Zusammenfassung einiger Kritikpunkte an der FCA-VO
Einige weitere Details
5. Konsultation zur Black Box
6. Konsultation zu nicht vorhandenen Modellen
7. Zonenübergreifende Risikoabsicherung
8. Auf der Suche nach Inhalten, Ausflug zu Core CCR TSO Proposal
9. Wie ist der Stand der Harmonisierung für langfristige Übertragungsrechte?

1. Interessen als österreichisches EVU – überlebt das Geschäftsmodell des „Bereitstellers des Marktzugangs“?

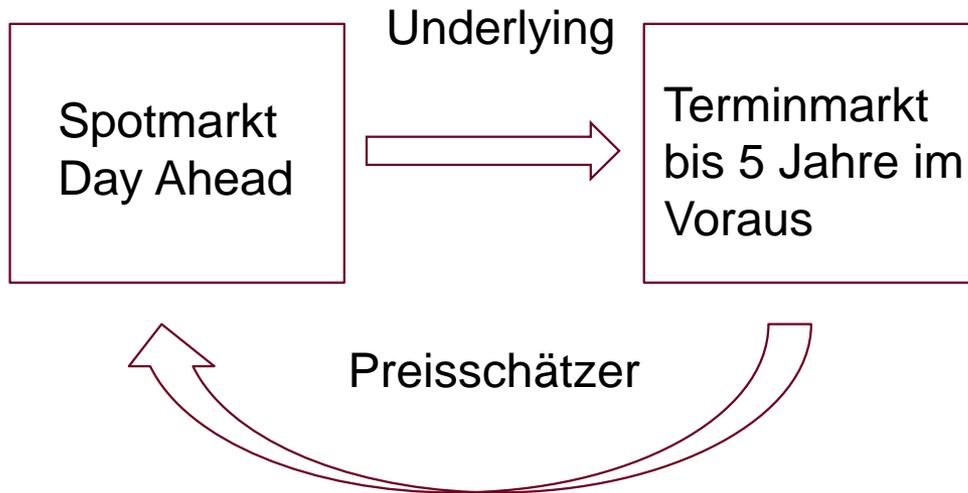
Erzeugung ↔ **Handel** ↔ **Vertrieb**

- Preisindikationen für saisonale Bewirtschaftung der Kraftwerke/Speicher (bisher tägliche Bewertung möglich);
- Absicherung von Risiken in Preis, Menge bei gegebener Übertragungskapazität;
- volatile Erzeugung im Portfolio (zB Wind) bisher als bewältigbare Herausforderung;
- Preisindikationen für mehrere Frontjahre (Revisionen, Investitionen, Cash-Flow);
- Je liquider der Markt, desto kompetitiver der Preis für die Kunden;
- Markteffizienz: große Marktgebiete, geringe Marktmacht;
- Insbesondere Industriekunden wollen Strompreise langfristig sichern;
- Flexible Kundennachfrage (zB Prosumer, Skigebiete) als besondere Randbedingung, aber bisher tragbare Herausforderung;

→ Das Geschäftsmodell mit Kunden und Erzeugung erfordert aber die Möglichkeit Preise und physikalische Mengen langfristig zu sichern. FCA VO (FCA) soll dies auch künftig in ganz Europa unterstützen und ermöglichen („Kupferplatte“).

2. Grundsätzliche Anmerkungen zur FCA-VO

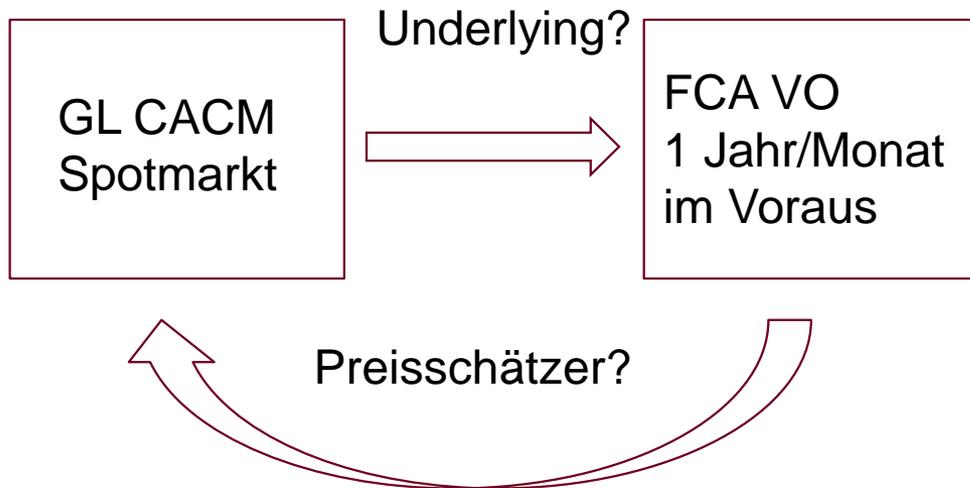
Thesen und Bedingungen für einen gut funktionierenden Strommarkt (Aufbau)...



1. Die Basis ist ein gut entwickelter Spotmarkt Day Ahead.
2. Dieser Spotmarkt sorgt für ein belastbares Underlying auf Basis von Fundamentaldaten und Marktvertrauen.
3. Dadurch hat man die Voraussetzungen für einen fundierten, liquiden Terminmarkt und Hedgingmöglichkeiten für Kundennachfrage und Erzeugung.
4. Ein liquider Terminmarkt ist der beste Schätzer für den Spotmarkt.

2. Grundsätzliche Anmerkungen zur FCA-VO

...und wie man es nicht machen sollte...

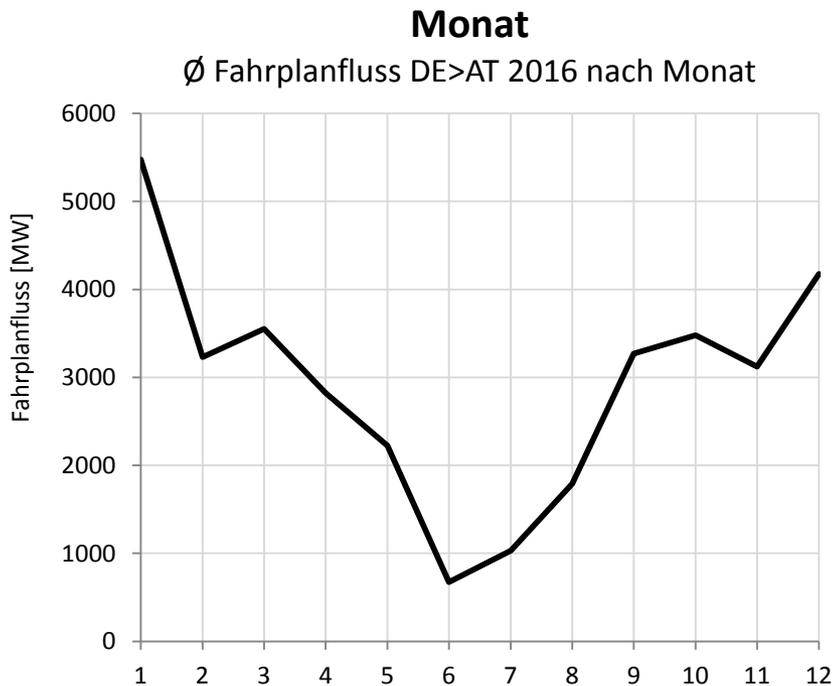


1. Ankündigungen, dass man bestehende, funktionierende Strukturen für Hedging auflöst.
2. Unklare Regelungen für den Day Ahead auf Basis CACM (Preiszonen, Kapazitätsberechnungsmethoden, Fundamentaldaten etc.) nicht klären.
3. Unsicherheiten über Entwicklungen (Kapazitäten, Methoden, Produkte, Inkrafttreten etc.) für Terminmarkt zulassen.
4. Obwohl die Commodity Strom handelbar und verfügbar ist, für den Markt keine Kapazitäten buchbar machen.

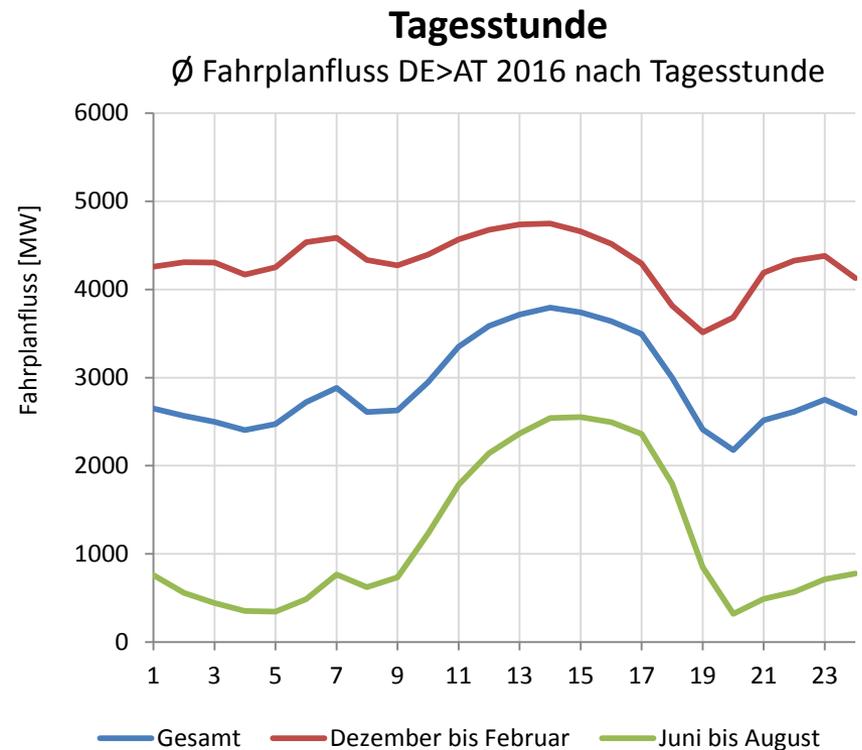
→ Der Köder muss dem Fisch und nicht dem Angler schmecken.

2. Grundsätzliche Anmerkungen zur FCA-VO

One Size Fits All bei FCA?



Quelle: APG



- Das Hedging der hochwertigen, flexiblen österreichischen Erzeugung und das Profil der (österreichischen) Kundennachfrage erfordern mehr als den im FCA bisher avisierten Base für ein Jahr, Monat und Regelungen für DA und ID gemäß CACM.
- Die Kapazitäts-Produkte müssten sich am Terminmarkt der EEX für Commodity Strom für aktuell zumindest den Zeitbereich 2017-2020 orientieren.

3. Unklarheiten und offene Punkte...

Zeitplan	Fristen zwischen CACM und FCA Prozessen sind nicht deckungsgleich, bedingen einander aber. Was heißt das für das Hedging?
Würdigung der Marktstrukturen	Der DE (volatil) und AT (Hydro und thermisch) Markt erfordern mehr als ein „Base“-Produkt. Planbarkeit und Terminprodukte besonders wichtig. Ziel: Absicherung gegen Preisvolatilität an DA-Spotmarkt! Spot folgt Termin, oder umgekehrt? Zuerst das Dach dann das Fundament?
Physik	Σ Physical Transmission Rights entsprechen nicht dem physikalischen Fluss, sondern dem Fahrplanfluss. Welche Erzeugungsdaten gehen ein? Henne/Ei; Fahrplananmeldung: was heißt Nutzung/Nominierung? MWh? Ginge auch Regelernergie, Reserven?
Künftige Kapazitäten- Black-Box	Welche Punkte der Kapazitätsberechnungsmethode CACM/FCA sind bereits festgelegt? Die Methode CACM (in Arbeit) muss „vereinbar“ sein mit der Methode FCA. Was bedeutet dies? Wann sind diese nicht vereinbar? Nachvollziehbarkeit?
Zeitrisiko	Zunehmende, nicht hedgebare Unsicherheiten (siehe EEX Open Interest und OTC Kontrakte), Asymmetrie des Preisrisikos in DE und AT; Kunden werden „ungeduldig“, den Letzten (Lieferanten) beißen die Hunde.
Plattform	Wird die JAO definitiv als Auktionsplattform für FCA festgelegt? Vorbereitung möglich?
Verantwortung	Braucht es CACM und FCA, wenn DE doch tut was es will, wenn angenommen wird, dass es für Innerdeutschland vorteilhaft ist? Treten wir auf der Stelle?

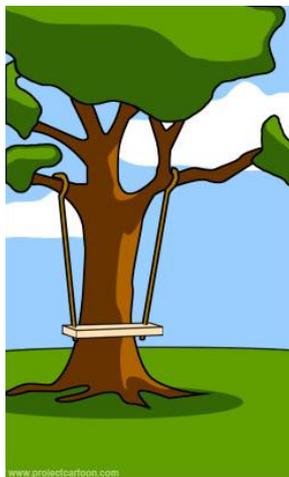
→ „Operative Hektik ersetzt keine strategische Windstille.“

3. Unklarheiten und offene Punkte zu FCA und CACM...

Von gut meinen und gut machen.



Was der Markt braucht und haben möchte.



Wie es die Politik definiert hat.



Wie ich glaube zu sehen, dass es die Agentur (ACER) machen möchte.



Wie ich meine, dass es Entscheiden möchte.



Wie es uns erklärt und vermarktet wird.



Wie es (hoffentlich zumindest am Ende) werden sollte.

4. Zusammenfassung einiger Kritikpunkte an der FCA-VO

Grundsätzliche Kritik bei der Umsetzung der FCA-VO

1. Unklare Regelungen zum Engpassmanagement für den kurzfristigen Zeitbereich aus dem CACM lassen keinen belastbaren Schluss für den Terminbereich (FCA) zu, sind aber unabdingbar.
2. Es gibt ein dominantes Verhältnis der Leistungen der grenzüberschreitenden Kapazitäten für Österreich im Vergleich zum Inlandsverbrauch (AT: grob 1:1; EU:?). Dies kann durch Regelungen aus CACM und FCA (Jahresbase, Monatsbase, Day Ahead) zu einem wesentlichen Strukturierungsrisiko für Österreich führen.
3. Diese Unsicherheit über nutzbare Transportkapazitäten führt zu höherem Risiko für Erzeuger und Lieferanten und am Ende für die österreichischen Kunden. Die Liquidität und Markteffizienz sinken in Österreich in Zukunft, die Marktmacht steigt.
4. Das Basisrisiko für alle Marktteilnehmer steigt, je länger Unklarheit besteht (siehe Open Interest an der European Energy Exchange EEX für 2018-2020). Der Terminmarkt soll gegen die DA Preisvolatilität absichern: bei Commodity und Kapazitäten!



→ Wie können wir (Kunden) aktuell befriedigende Antworten zu (deren) Bedürfnis nach Hedging in 2018, 2019 oder 2020 geben?

Einige weitere Details

5. Konsultation zur Black Box

Art 4	Genehmigung durch	Konsultation der Interessenträger gemäß Art 6 für
<p>Art 4 (6) a)</p> <p>Art 4 (6) b)</p>	<p>Regulierungsbehörden (alle)</p>	<p>Methode der Bereitstellung der Erzeugungs- und Lastdaten; → Abhängigkeit von Primärenergieträgermarkt; Dispatch erfolgt durch Markt.</p> <p>Methode für das gemeinsame Netzmodell → Netzdaten sind im Vergleich zum Marktgeschehen statisch! → Ab wann ist es für uns zugänglich und nutzbar?</p>
<p>Art 4 (7) a)</p> <p>Art 4 (7) b)</p>	<p>Regulierungsbehörden der betroffenen Region</p>	<p>Kapazitätsberechnungsmethode (Unsicherheiten durch Szenarioanalyse <u>oder</u> statistischen/historischen Ansatz); → Was ist hier Sache?</p> <p>Methode für die Aufteilung der zonenübergreifenden Kapazität auf verschiedene Zeitbereiche (muss dem Absicherungsbedarf des Marktes gerecht werden, Einklang mit Kapazitätsberechnungsmethode, keine Marktbeschränkung)</p>

6. Konsultation zu nicht vorhandenen Modellen

Art 10	
Vorschlag zur Kapazitätsberechnungsmethode	<ul style="list-style-type: none">• Konsultation mit den „Interessenträgern“ gemäß Art 6: super.• Aber: Inwiefern können die Marktteilnehmern wirklich Einfluss auf die verfügbaren Kapazitäten nehmen? Transparenz, Einbeziehung?• Methode für langfristige Kapazitäten muss nicht der Methode für DA/ID-Kapazitäten entsprechen. NTC, FB, wann vereinbar / nicht vereinbar?
Festlegung aller weiteren Punkte zur Kapazität ist in der Hand der TSO	Methoden <ul style="list-style-type: none">• Art 11 Zuverlässigkeitsmarge• Art 12 Betriebssicherheitsgrenzwerte und Ausfälle• Art 13 Erzeugungsverlagerungsschlüssel• Art 14 Entlastungsmaßnahmen• Art 15 Validierung zonenübergreifender Kapazität

7. Zonenübergreifende Risikoabsicherung

Art 30		Die Entscheidung über Möglichkeiten der zonenübergreifenden Risikoabsicherung
Art 30 (3)	Bewertung zur Entscheidung über die Möglichkeit der Risikoabsicherung	<ul style="list-style-type: none">• Erfordert „eine Konsultation der Marktteilnehmer zu ihren Bedürfnissen für Möglichkeiten der zonenübergreifenden Risikoabsicherung“
Art 30 (4)	Die Bewertung aus Art 30 (3) erfordert eine Analyse	<ul style="list-style-type: none">• Geeignete Produkte zur Absicherung gegen die DA Preisvolatilität verfügbar, also Jahresbase für Österreich nicht wirklich geeignet!• Effizienz der Produkte (Handelshorizont wie aktuell bei EEX zweckmäßig, siehe Volumina und Open Interest EEX und historischer Lastfluss)

→ Obgleich nur eine eingeschränkte Möglichkeit der Beteiligung an den Inhalten der „Methoden“ besteht, müssen die Marktteilnehmer unbedingt auch die FCA Produkte mitgestalten können.

8. Auf der Suche nach Inhalten, Ausflug

Art 31 (EU) 2016/1719: Kritische Punkte des Core CCR TSO Proposal (*) für die Regionale Ausgestaltung langfristiger Übertragungsrechte

Art 5 Table I	Das Marktgebiet AT-DE/LU wird bereits als „bidding zone border“ definiert.
Art 5 (1.)	Votieren für das Use-It-Or-Sell-It Prinzip mit physikalischen LTRs (*2), Können wir gesichert davon ausgehen, dass FTRs (Finanzielle Optionen oder Obligationen) keine „ Finanzinstrumente “ sind?
Art 7 (1.)	Votieren für Base/Peak Produkte, aufgeteilt in viele Auktionen p.a. für mehrere Kalenderjahres-Produkte und Monatsprodukte, Sekundärmarkt kann für zusätzliche Liquidität sorgen.
Art. 7 (2)	Was ist gemeint mit beabsichtigten Kürzungen der Kapazität wegen Wartungen etc. Ex Ante oder Ex Post? → Wie sieht das Profil der Auktions-Produkte aus?
Art 8	„Timeline“ unklar: Wann ist die erste Auktion nach FCA für welche Produkte und wie weit in die Zukunft?

(*) Core Capacity Calculation Region TSO Proposal vom 10.03.2017 gem . Art 31 (EU) 2016/1719

(*2) Longterm Transmission Rights

9. Wie ist der Stand der Harmonisierung für langfristige Übertragungsrechte?

Harmonised Allocation Rules in der (EU) 2016/1719

Art 51	
Art 51 (1.)	„Einführung harmonisierter Vergabevorschriften“ (HARs): Konsultation wurde 2016 durchgeführt (Anwendung für 2016 und 2017), eine konsolidierte Fassung der TSO liegt vor. Später erfolgte erst die FCA- VO → Status aktuell unklar; werden die HARs nochmals konsultiert?
Art 51 (2.)	Regionale Anforderungen haben Vorrang vor den in den harmonisierten Vergabevorschriften festgelegten allgemeinen Anforderungen. →Was bedeutet das?
Art 52	Harmonisierung der Vergabevorschriften umfasst u.a.: Begriffsbestimmungen, Vertraglicher Rahmen mit Vergabepattform, Produktarten, Rückgaberegeln, Vergütungsregeln, Vergaberegeln, Nominierungsvorschriften, Teilnahme und Kosten, Ausweichlösungen; aber keine Produkte

→ Die Produkte, Kapazitätsstückelungen und Vorlaufzeiten werden individuell festgelegt (Ziel „Absicherung gegen die DA Preisvolatilität“.)



Edgar Röck

edgar.roeck@tiwag.at

Vorsitzender des AK Grenzüberschreitender Stromhandel

Oesterreichs Energie

Brahmsplatz 3, 1040 Wien

Tel. +43 1 501 98-211

a.gruber@oesterreichsenergie.at

Oesterreichs Energie ist die Interessenvertretung der österreichischen E-Wirtschaft, die 21.500 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter beschäftigt. Wir repräsentieren alle Netzbetreiber sowie über 90 Prozent bei Stromproduktion, Stromhandel und Stromvertrieb in Österreich und gestalten die Rahmenbedingungen der Branche als Kollektivvertragspartner mit.
