

Faktensammlung zur Trennung der Preiszone AT-DE

Wien, 21.11.2018

Wie kam es zur Diskussion über die Trennung der Preiszone AT-DE?

1 Die Übertragungsnetze („physikalischer Stromfluss“) an den Grenzen zwischen Österreich und Deutschland sind gut ausgebaut, ...

2 ... daher kann Strom zwischen AT und DE an der Großhandelsbörse uneingeschränkt gehandelt („finanzieller Stromfluss“) werden, ...



3 Allerdings hat DE im Land Netzausbauprobleme – der Strom kann von Norden in den Süden nur über einen Umweg fließen: nämlich über Polen, Tschechien und AT, ...

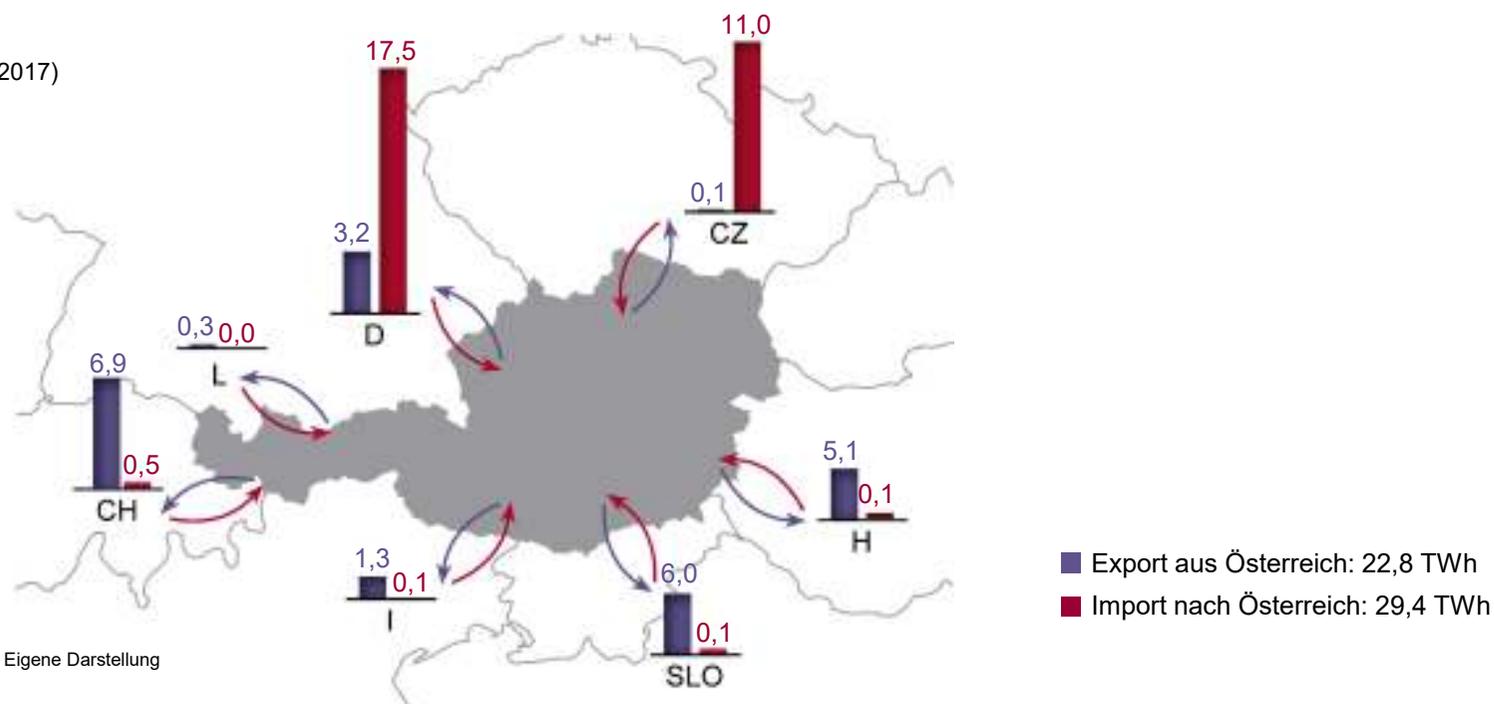
4 ... was Polen und Tschechien stört und veranlasst, eine Trennung der DE-AT-Preiszone zu fordern, damit ihre Netze von „unrentablen“ Stromflüssen nicht mehr belastet werden.

5 Eine Nutzung des günstigen EEG Stroms außerhalb von DE (in AT) missfällt einerseits der deutschen Politik und bringt andererseits die Kraftwerksbetreiber in AT unter Druck.

Quelle: Oesterreichs Energie

Stromtausch mit dem Ausland

Angaben in TWh (2017)



Quelle: E-Control 2018, Eigene Darstellung

Für Österreichs E-Wirtschaft war und ist die Trennung der Preiszone AT -DE der falsche Weg!

Oesterreichs Energie trat vehement für den Erhalt der Preiszone AT-DE ein, organisierte die sektorübergreifende Unterstützung in Österreich und gewann Partner auf EU-Ebene.

- Splitting war und ist technisch, ökonomisch und rechtlich nicht gerechtfertigt
- Das Marktgebiet mit höchster Liquidität wird entgegen der europäischen Integrationsbestrebungen aufgetrennt
- Negative gesamtwirtschaftliche Auswirkungen insbesondere für AT bereits spürbar
- Energiewende funktioniert in großen, liquiden Marktgebieten besser, insbesondere in DE würde sie besser mit Österreich funktionieren; nach Trennung muss erneuerbare Energie im Norden von DE vermehrt abgeregelt werden
- Das aktuelle Leitungsdefizit in DE wird mit der Gebotszonentrennung nicht behoben, Ringflüsse finden nach wie vor statt
- Der Druck für den schon längst erforderlichen bedarfsgerechten Netzausbau in DE, AT und grenzüberschreitend sinkt und der Ausbau wird weiter auf die lange Bank geschoben
- Koordiniertes Redispatch wäre effizientere Lösung

Plädoyer Österreichs für den Erhalt der gemeinsamen Preiszone AT-DE



Dennoch drei parallele Prozesse mit Stoßrichtung Preiszonensplit...

- Prozess bei **ACER** ausgelöst durch die Beschwerde von Polen/Tschechien
Ergebnis: Entscheidung vom 17. November 2016: Grenze AT-DE ist zu bewirtschaften und die Regionen CEE und CWE sollen zur CORE Region verschmelzen
- Bilateraler **Prozess DE-AT** ausgelöst durch die Aufforderung der BNetzA vom 28.10.2016 an die deutschen TSOs, die Engpassbewirtschaftung mit Start am 03.07.2018 vorzubereiten
Ergebnis: Regulatoren Einigung vom 15. Mai 2017
- ENTSO-E **Bidding Zone Review** gemäß Guideline Capacity Allocation und Congestion Management
Ergebnis: BZR-Report 5. April 2018 mit Empfehlung aber ohne Aussage: Die Ergebnisse sind nicht ausreichend, um eine Änderung des Gebotszonenzuschnitt zu empfehlen, daher „Empfehlung“, nichts zu ändern. Gleichwohl werden Entscheidungen von Regulatory Authorities respektiert

Entscheidung durch Einigung von BNetzA und E-Control am 15. Mai 2017 1/2

Auszug aus dem Einigungsrahmen:

„Das Engpassmanagement durch Kapazitätsvergabe an der gemeinsamen Grenze beginnt am 1. Oktober 2018, der Testbetrieb startet so früh wie möglich und erforderlich, spätestens am 1. Juli 2018.

Es werden **mindestens 4,9 GW als langfristige Übertragungsrechte (PTR mit „LTA-inclusion“)** vergeben.

Die Einbettung erfolgt im Rahmen des CWE flow based market coupling.

Falls eine Umsetzung im Rahmen des CWE flow based market coupling nicht rechtzeitig umgesetzt werden kann, erfolgt dennoch das Engpassmanagement nach einer anderen Methode nach Vereinbarung durch die betroffenen ÜNB.

Die österreichische Seite gewährt den deutschen ÜNB über den österreichischen ÜNB Zugriff auf gesicherte österreichische Kraftwerke, die für Zwecke des Redispatches zur Verfügung stehen, in der Größenordnung von minimal 1,0 GW (ab 1.10.2018) bzw. 1,5 GW (ab 1.10.2019) bis zu maximal 2,8 GW.“

„Die Kosten für die Vorhaltung der Kraftwerke übernimmt die österreichische Seite; die Kosten für den Abruf zahlt die jeweils ersuchende Partei.“

Entscheidung durch Einigung von BNetzA und E-Control am 15. Mai 2017 2/2

... „Mit Realisierung des Bundesbedarfsplanprojektes 32, das sich aus fünf Einzelmaßnahmen zusammensetzt und mit der in Gänze zu Beginn des Jahres 2024 gerechnet wird, wird eine relevante Erhöhung der gesicherten Austauschkapazität erwartet.

Beide Seiten gehen nach derzeitigem Stand der Analysen davon aus, dass die in 2022 verfügbare Kapazität eine Größenordnung von 6 GW und die in 2024 verfügbare Kapazität eine Größenordnung von 7 GW erreichen könnte. Beide Seiten setzen sich dafür ein, dass in der CORE-Region die durch den Netzausbau zuwachsende Kapazität unter den dann geltenden europäischen Regelwerken dem Handel zur Verfügung gestellt wird.“

- Die Regulierungsbehörde E-Control hat ungeachtet der Einigung mit der deutschen Bundesnetzagentur (BNetzA) eine **Nichtigkeitsklage vor dem Europäischen Gericht (EuG)** gegen die ACER-Entscheidung eingebracht. Bis dato keine Entscheidung

Ausgestaltung der Engpassbewirtschaftung erfolgte durch die TSOs

- Im Jahr 2018 hatten insbesondere die APG und die deutschen Übertragungsnetzbetreiber die Preiszonentrennung vorzubereiten
- Österreichische Marktteilnehmer pochten auf Implementierung von physischen Übertragungsrechten (PTRs) anstatt finanzieller (FTRs), da nur PTRs sicherstellen, dass tatsächlich 4,9 GW Übertragungskapazitäten an der Grenze AT-DE von den Marktteilnehmern für Importe genutzt werden können
- Aus Sicht der APG sind beide Absicherungsinstrumente PTRs bzw. FTRs gleichwertig, dennoch wurde seitens APG entsprechend der Regulatorenvereinbarung für PTRs votiert
- Allerdings wurde die APG im Rahmen der CORE Region (Verschmelzung von Central West Europe (CWE) und Central East Europe (CEE)) überstimmt, also für die Grenze DE-AT FTRs festgelegt
- Darüber hinaus positionierten sich die CWE-Partner, dass sie die Integration der Grenze AT-DE ins CWE Flow-Based Market Coupling (FB MC) final nur mit Einführung von FTRs genehmigen würden. Somit wurde bei der Market Parties Conference am 5. Juni 2018 in Berlin bekannt gegeben, dass FTRs implementiert werden

Erwartete Auswirkungen der Preiszonentrennung von AEA und ECA 1/2

Presseinformation Österreichische Energieagentur 08.05.2018:

„Entwarnung bei Strompreiszonentrennung: lediglich € 0,6 bis € 1,8 mehr im Monat“

Wien, 8. Mai 2018 – Strom wurde in Österreich und Deutschland seit der Liberalisierung auf einem gemeinsamen Marktplatz gehandelt. Mit 01.10.2018 wird es nun aber zur Trennung des deutschösterreichischen Marktes kommen.

*...„Anhand unterschiedlicher Szenarien haben wir eine Abschätzung der möglichen Mehrkosten, die durch die Trennung der Strompreiszone entstehen können, getroffen. Die gute Nachricht: Für Haushalte können wir eine Entwarnung geben“, sagt Peter Traupmann, Geschäftsführer der Österreichischen Energieagentur. „Mit weniger als einem und unter zwei Euro bewegen sich die **monatlichen Mehrkosten für einen durchschnittlichen Haushalt aus derzeitiger Sicht in einem moderaten Rahmen**“, ergänzt Traupmann. ... “Die **Großhandelspreise für Strom werden voraussichtlich ab Oktober leicht ansteigen**. Grund dafür ist, dass sich der Stromhandel für österreichische Lieferanten vorübergehend erschweren wird, was zu steigenden Einkaufskosten für Strom führen kann. Da der Endkundenpreis für Haushalte von vielen unterschiedlichen Faktoren – der Großhandelspreis ist einer davon – abhängt, lassen sich die genauen Auswirkungen nur schwer abschätzen. Für ihre Analyse hat die Österreichische Energieagentur drei unterschiedliche Szenarien miteinander verglichen und die Auswirkungen für die Haushaltsstromkosten dargestellt.“*

Erwartete Auswirkungen der Preiszonentrennung von AEA und ECA 2/2

Fortsetzung Presseinformation Österreichische Energieagentur 08.05.2018:

„Szenario 1 geht von dem moderatesten Anstieg (Mehrkosten Großhandelspreise: 2 EUR/MWh) durch die Preiszonentrennung aus, welcher auch ungefähr auf dem Niveau der jetzigen Unterschiede bei den deutschen und österreichischen Terminmarktprodukten liegt.

Szenario 3 (Mehrkosten Großhandelspreise: 6 EUR/MWh) stellt den **extremsten Anstieg dar, welcher eine deutlich stärkere Einschränkung der Handelsaktivitäten zwischen Deutschland und Österreich voraussetzt, als sie derzeit erwartet wird.**

Szenario 2 (Mehrkosten Großhandelspreise: 4 EUR/MWh) liegt über den derzeit erwarteten Preisunterschieden aber deutlich unter Szenario 3.“

Quelle: Abschätzung Österreichische Energieagentur

Eine Woche vor Preiszonentrennung:

„Durch die seit langem bekannte Kapazitätsverknappung an der deutsch-österreichischen Grenze werde es lediglich **geringe verteuernde Preiseffekte bei uns geben, im niedrigen einstelligen Prozentbereich**, meinte zu Wochenbeginn der Vorstand der Energieregulierungsbehörde E-Control, Wolfgang Urbantschitsch.

Es sei noch die Frage, wie sich das dann auf die Endkundenpreise auswirke, denn nur rund ein Drittel der Stromrechnung entfalle ja auf die Energiekomponente.“

Die Presse 28.09.2018

Erwartungshaltung der europäischen Marktteilnehmer aufgrund der Information / Kommunikation der Regulatoren und TSOs

- Noch vor dem Start der Engpassbewirtschaftung am 01.10.2018 informierte die APG die Marktteilnehmer am 10.09.2018, dass es aufgrund von Instandhaltungsmaßnahmen auf einer Leitung über die Grenze im Zeitraum vom 04.10.2018 bis 11.10.2018 reduzierte Kapazitäten, nämlich 4,0 GW anstatt von 4,9 GW, geben wird.
- Die erste Versteigerung der Grenzkapazitäten via Financial Transmission Rights (FTRs) beim Joint Allocation Office (JAO) für Oktober wurde am 12.09.2018 geschlossen.
- Dabei wurden für Kapazitäten in Höhe von 52.634 MW für die Handelsrichtung von Deutschland nach Österreich Angebote gelegt und 4.895 MW mit einem Preis von 0,88 €/MWh allokiert. Für die Handelsrichtung von Österreich nach Deutschland betrug der Preis 0,02 €/MWh.
- Von den gesamteuropäischen Geboten für 52.634 MW lagen die Gebote für rund 44.000 MW unter 0,88 €/MWh – Der Preis spiegelt die kommunizierte Übertragungskapazität (4,9 bzw. 4,0 GW) wider

Preiszonentrennung am 1. Oktober 2018

Am 01.10.2018 erläutern ECA und BNetzA in einer gemeinsamen Presseaussendung,

*... „dass es keinen unbegrenzten Stromhandel zwischen den beiden Ländern mehr gibt. „Allerdings wird der Stromhandel zwischen den traditionell gut integrierten Märkten auch künftig in großem Umfang möglich sein. Das heißt, dass **weiterhin mindestens 4.900 Megawatt Stromaustausch, abgesichert durch Langfristkapazitäten, gewährleistet ist. Je nach Netzsituation kommen kurzfristig noch weitere Kapazitäten dazu“ ...***

Erste Ergebnisse im Rahmen des CWE Flow-Based Market Coupling

- Die ersten Wochen seit der Preiszonentrennung zeigten jedenfalls, dass nicht in jeder Stunde 4,9 GW Übertragungskapazitäten an der Grenze AT-DE genutzt werden konnten, in manchen Stunden lediglich unter 3 GW
- Die Auktionsergebnisse des Day-Ahead Market Coupling an der EPEX SPOT_AT zeigen entsprechend höhere Preisdifferenzen zwischen Deutschland und Österreich als politisch und regulatorisch erwartet wurden
- Die Fragen der Marktteilnehmer bzw. von Oesterreichs Energie an die E-Control und die APG, warum für den 01.10.2018 Marktpreisdifferenzen zwischen Österreich und Deutschland auftreten, wenn die Volumina an der EPEX SPOT_AT durchgängig, das heißt in allen Stunden unter 4.900 MWh waren, wurden mit der Funktionsweise des Flow Based Market Coupling beantwortet.

Wie funktioniert das Flow-Based Market Coupling?

Erläuterung beim Marktforum am 08.10.2018:

- Beim CWE FB MC wird zwischen der Verantwortung der TSOs für die regionale Kapazitätsberechnung (CWE FB) und der Verantwortung der Börsen für die europäische Kapazitätsallokation im Rahmen des Market Coupling (MC) unterschieden.
- Der technisch zulässige Bereich von langfristigen Kapazitäten wird täglich im flow-based Kapazitätsberechnungsprozess ermittelt („Flow-based Domain“). In diesen regionalen Berechnungsprozess gehen die 4,9 GW an der Grenze AT-DE als Inputgröße ins CWE-Modell ein, das heißt, als theoretisch maximale Übertragungskapazität
- Die effektive Vergabe der tatsächlich von den Marktteilnehmern für einen Import aus Deutschland nach Österreich nutzbaren Grenzkapazitäten und die Bepreisung erfolgen täglich im Rahmen des europäischen Market Coupling. Wie viele Kapazitäten im Ergebnis effektiv an der Grenze DE-AT genutzt werden können, hängt einerseits davon ab, wie im Market Coupling Prozess die kritischen Netzelemente im übrigen Europa jeweils beurteilt werden, und andererseits davon, was die Wohlfahrt der Region insgesamt maximiert.
- Daher ist es auch möglich, dass Kapazitäten an der Grenze DE-AT zugunsten geringerer Belastungen für kritische Netzelemente, etwa in Frankreich, oder höherer Kapazitäten an einer anderen Grenze, etwa Deutschland-Belgien, niedriger als 4,9 GW ausfallen.

Europäische Marktteilnehmer passen sich neuer Situation an

- Das Ergebnis der JAO-Monatsauktion am 15.10.2018 für die Langfristkapazitäten im November mit einem Preis von EUR 5,75 €/MWh im Vergleich zum Oktober mit 0,88 €/MWh spiegelt die bisherigen Preisdifferenzen sowie die Erwartungen der Händler für die Windproduktion in Deutschland und für die tatsächlich durch Marktteilnehmer nutzbaren Kapazitäten im November wider
- Arithmetische Spreads zwischen AT-DE im Spotmarkt in €/MWh :

von	bis	Base	Peak (Mo-Fr, 8-20 Uhr)
01.10.2018	07.10.2018	9,93	16,64
08.10.2018	14.10.2018	10,21	13,43
15.10.2018	21.10.2018	3,33	6,61
22.10.2018	28.10.2018	11,09	15,45
29.10.2018	04.11.2018	4,45	5,79
05.11.2018	11.11.2018	1,00	0,65
12.11.2018	18.11.2018	5,57	3,51
01.10.2018	31.10.2018	8,55	12,44
01.11.2018	21.11.2018	5,48	6,31

Wie bildet sich der Marktpreis?

- In einem Marktgebiet stehen unterschiedliche Erzeugungstechnologien für die Stromaufbringung zur Verfügung, um die Stromnachfrage abzudecken
- Erzeugungstechnologien außerhalb des Marktgebiets können nur in dem Umfang, der von den Übertragungsnetzbetreibern täglich für den NEMO EPEX_AT als Fahrplan-Übertragungskapazitäten freigegeben wird, herangezogen werden
- Die Zusammensetzung der Erzeugungstechnologien mit jeweils unterschiedlichen Grenzkosten (z.B. je nach Brennstoffeinsatz) bestimmt die Angebotskurve für das jeweilige Marktgebiet
- Um die Stromnachfrage abzudecken, werden die Erzeugungstechnologien beginnend mit der günstigsten der Reihe nach abgerufen
- Der Marktpreis ergibt sich entsprechend aus der zuletzt benötigten oder nachgefragten Erzeugungstechnologie
- Bisher waren DE und AT in einem Marktgebiet

Warum gibt es jetzt Preisdifferenzen zwischen DE und AT?

- Seit 1. Oktober bestehen zwei getrennte Märkte, ein großer DE-Markt und ein kleinerer, weniger liquider AT-Markt, mit unterschiedlicher Zusammensetzung der Erzeugungstechnologien; und es ist nicht mehr möglich, uneingeschränkt über die Grenze AT-DE zu handeln
- Vor der Preiszonentrennung konnte uneingeschränkt billigerer deutscher Strom, insbesondere aus Windproduktion, nach Österreich importiert werden, so dass ein mitunter erheblicher Teil der österreichischen Nachfrage durch günstige Importe gedeckt werden konnte
- Nach der Preiszonentrennung liegt die Importmöglichkeit von günstigerem Strom nach Österreich an einigen Tagen auch unterhalb der 4,9 GW, je nach täglichem Ergebnis des CWE FB MC
- Es ist davon auszugehen, dass dann nicht unerhebliche, grundsätzlich geförderte EEG-Mengen andernorts genutzt werden, anstatt wie bisher in AT
- Die Preisdifferenz zwischen AT und DE ist umso höher, je stärker die Importmöglichkeit eingeschränkt wird bzw. je niedriger das deutsche Preisniveau aufgrund relativ großer Windstromproduktion ist

Wo liegt das aktuelle österreichische Preisniveau am Großhandelsmarkt im Vergleich zu umliegenden europäischen Ländern?

Auf Basis der Settlement-Preise am 19.10.2018 an der European Energy Exchange AG (EEX) für Lieferungen von Base im Kalenderjahr 2019 zeigt sich, dass die AT Preise im Mittelfeld liegen:

BE: 66,90 €/MWh

FR: 58,24 €/MWh

AT: 57,80 €/MWh

DE: 53,90 €/MWh

CH: 60,68 €/MWh

CZ: 56,55 €/MWh

IT: 70,66 €/MWh

Kleiner österreichischer Markt wird jetzt spürbar

- In den nächsten Wochen wird es darum gehen, die Zusammenhänge auf Basis breiterer Ergebnisse zu analysieren.
- Die E-Wirtschaft trat immer vehement für den Erhalt der gemeinsamen Preiszone mit Deutschland ein. Die jetzt auf Basis der politischen Einigung zwischen BNetzA und ECA erfolgte Preiszonentrennung ist ein externer Effekt auf den österreichischen Strommarkt, der große Unsicherheit für die Branche und ihre Kunden ausgelöst hat.
- Österreich insgesamt und insbesondere die Stromkunden haben seit 2002 vom gemeinsamen Marktgebiet mit Deutschland profitiert, jetzt zeigt sich erstmals seit der Liberalisierung die Realität des kleinen österreichischen Marktes.
- Die Preisentwicklung in Österreich ist in den ersten Wochen nach Preiszonentrennung wesentlich steiler und erheblich volatiler als erwartet, was eine belastbare Abschätzung der Entwicklung in den nächsten Monaten oder gar Jahren unmöglich macht - die gewohnte Sicherheit, auch für die Kunden, fehlt.
- Die physikalisch mögliche Übertragungsleistung an der Grenze DE-AT ist jedenfalls doppelt so hoch, wie von BNetzA und ECA mit 4,9 GW vereinbart. Ziel muss es sein, dass diese physikalischen Möglichkeiten vom Markt genutzt werden können.

Forderungen der E-Wirtschaft: Erhöhung der effektiv nutzbaren Übertragungskapazität und Transparenz

- Die zwischen BNetzA und ECA vereinbarte Erhöhung der gesicherten Austauschkapazität muss tatsächlich verfolgt werden. Eine Maximierung der Importe aus Deutschland nach Belgien (wie am 17.10. politisch vereinbart) zulasten der nutzbaren Übertragungskapazitäten an der Grenze AT-DE muss von Österreich abgelehnt werden.
- Bis zu dieser Erhöhung wird gefordert, dass „mindestens 4.900 Megawatt Stromaustausch, abgesichert durch Langfristkapazitäten, gewährleistet ist“, schließlich zahlt Österreich für diese 4,9 GW, indem Leistung von 1,0/1,5 GW auf österreichische Kosten für Deutschland vorgehalten wird.
- Umfassende Transparenz zu den Modellen und Inputdaten im Flow-Based Market Coupling: Hierzu sind die europäischen Netzdaten mit einer transparenten Erklärung zu veröffentlichen, wie interne Engpässe Grenzkapazitäten verändern (Österreichs Energie begrüßt die entsprechende Ankündigung von ENTSO-E vom 23.10.2018).
- Die Branche muss Euphemia, den wohlfahrtsoptimierenden Allokations-Algorithmus der Börsen, nachvollziehen und die Funktionsweise simulieren können – eine Testversion ist zugänglich zu machen.
- Erforderlich ist eine Überprüfung der Funktionsweise von Euphemia durch die Regulatoren, denn eine Reduktion der Kapazitäten an der Grenze AT-DE, die nicht tatsächlich andernorts wohlfahrtssteigernd wirkt, muss von Österreich abgelehnt werden.



Oesterreichs Energie
Brahmsplatz 3, 1040 Wien

© 2018 Österreichs E-Wirtschaft
Brahmsplatz 3, 1040 Wien
Tel +43 1 501 98-0
www.oesterreichsenergie.at

Oesterreichs Energie ist die Interessenvertretung der österreichischen E-Wirtschaft, die 21.500 Mitarbeiter und Mitarbeiterinnen 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.
