



Erlöse aus grenzüberschreitendem Engpassmanagement

Bericht gemäß Punkt 6.5 der Engpassmanagement-Leitlinien

EINLEITUNG

Im europäischen Strom-Großhandelsmarkt kann elektrische Energie prinzipiell innerhalb von Preiszonen bzw. zonenüberschreitend gehandelt werden. Angebot und Nachfrage beschränken sich im Stromgroßhandel aufgrund von Netzengpässen in den Übertragungsnetzen in einem ersten Schritt auf diese Preiszonen. Netzengpässe entstehen wenn die aus der Nachfrage nach Übertragungskapazität und kommerziellen Transaktionen zwischen Preiszonen resultierenden physischen Flüsse die technisch verfügbaren Kapazitäten von Netzelementen übersteigen. Österreich und Deutschland bildeten im Jahr 2016 ein Marktgebiet¹, ab Oktober 2018 wird die gemeinsame Preiszone jedoch aller Voraussicht nach getrennt. Neben den Verbindungen zu Deutschland ist das österreichische Übertragungsnetz als Teil des gesamteuropäischen Netzverbundes über direkte Leitungen auch mit Tschechien, Ungarn, Slowenien, Italien und der Schweiz verbunden. Zur Slowakei besteht keine direkte Leitungsverbindung.

Da die nachgefragten Übertragungskapazitäten an diesen Grenzen die verfügbaren Kapazitäten häufig weit übertreffen, gibt es Kapazitätsengpässe. Dabei besteht für das Marktgebiet mit dem höheren Preis ein Anreiz elektrische Energie aus dem Niedrigpreisgebiet zu beziehen. Ein entsprechender Handel führt zuerst zu einer Annäherung der Großhandelsmarktpreise, zum Einsatz günstigerer Erzeugungsanlagen und somit zu einer Wohlfahrtssteigerung beider Marktgebiete. Wenn - wie momentan zwischen Deutschland und Österreich - kein Engpass gegeben ist, können sich die Preise vollständig angleichen.

Bei einem Nachfrageüberschuss nach Grenzkapazitäten ist gemäß Verordnung (EG) Nr. 714/2009 eine Vergabe dieser durch ein diskriminierungsfreies,

¹ Wird an diesem Strommarkt gehandelt, gelten das Angebot und die Nachfrage für die fünf Netzgebiete der deutschen und österreichischen Übertragungsnetzbetreiber des Marktes: der Amprion GmbH, der TenneT TSO GmbH, der TransnetBW GmbH, der 50Hertz Transmission GmbH und der Austrian Power Grid AG (APG). APG erfüllt operativ auch die Regelzonenführerfunktion für das Übertragungsnetz der Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH.



transparentes und marktorientiertes Verfahren für das Engpassmanagement vorgesehen. Bei der Allokation von grenzüberschreitenden Transportkapazitäten kann zwischen zwei Formen, der expliziten und der impliziten Vergabe unterschieden werden. Bei der expliziten Vergabe werden die verfügbaren Leitungskapazitäten und die Energie getrennt voneinander gehandelt. Die Transportkapazitäten müssen also gesondert – explizit – erworben werden.

Die explizite Kapazitätsvergabe wird für alle Grenzen durch das Joint Allocation Office (JAO)² durchgeführt.

Bei impliziten Auktionen wird Energie über Strombörsen gehandelt, wobei die verfügbaren grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten bereits mit berücksichtigt werden. Die Übertragungskapazitäten müssen also nicht gesondert erworben werden. Für den Day-Ahead Zeithorizont werden an der Grenze Österreich-Italien seit Ende Februar 2015 und an der Grenze Österreich – Slowenien seit Juli 2016 solche implizite Allokationen durchgeführt (Market Coupling).

Die Höhe und die Verwendung der Einnahmen, welche Übertragungsnetzbetreiber aus den Kapazitätsvergaben lukrieren, werden den nationalen Regulierungsbehörden regelmäßig gemeldet.

GESETZLICHE GRUNDLAGEN

Die österreichische Regulierungsbehörde, Energie-Control Austria, ist gemäß der Verordnung (EG) Nr. 714/2009, Anhang 1, Punkt 6.5³ dazu verpflichtet, jährlich einen Bericht über die Höhe und die Verwendung der Erlöse aus dem Engpassmanagement zu veröffentlichen.

Gemäß Artikel 16, Absatz 6 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 sind die Einnahmen aus der Vergabe von Übertragungsnetzkapazitäten für folgende Zwecke zu verwenden:

a) Gewährleistung der tatsächlichen Verfügbarkeit der vergebenen Kapazität und/oder

² JAO: (<http://www.jao.eu>)

³ Verordnung (EG) Nr. 714/2009, Anhang 1: Leitlinien für das Management und die Vergabe verfügbarer Übertragungskapazitäten auf Verbindungsleitungen zwischen nationalen Netzen



b) Erhaltung oder Ausbau von Verbindungskapazitäten insbesondere durch Investitionen in die Netze, insbesondere in neue Verbindungsleitungen.

Können die Einnahmen nicht effizient für die in Unterabsatz 1 Buchstaben a und/oder b genannten Zwecke verwendet werden, so dürfen sie vorbehaltlich der Genehmigung durch die Regulierungsbehörden der betroffenen Mitgliedstaaten bis zu einem von diesen Regulierungsbehörden festzusetzenden Höchstbetrag als Einkünfte verwendet werden, die von den Regulierungsbehörden bei der Genehmigung der Berechnungsmethode für die Netztarife und/oder bei der Festlegung der Netztarife zu berücksichtigen sind.

Die übrigen Einnahmen sind auf ein gesondertes internes Konto zu übertragen, bis sie für die in Unterabsatz 1 Buchstaben a und/oder b genannten Zwecke verwendet werden können. Die Regulierungsbehörde unterrichtet die Agentur von der in Unterabsatz 2 genannten Genehmigung.

AUKTIONSERLÖSE

Die beiden österreichischen Übertragungsnetzbetreiber, Austrian Power Grid (APG) und Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH (VÜN), stellten die relevanten Daten der Energie-Control Austria zur Verfügung.

Die aggregierten Erlöse der österreichischen Übertragungsnetzbetreiber aus der Vergabe der Grenzkapazitäten betrugen im Jahr 2016 83,8 Mio Euro.

Davon entfielen auf APG 75,7 Mio Euro und auf VÜN 8,1 Mio Euro.

Die an den einzelnen Grenzen eingenommen Erlöse können nachstehender Grafik entnommen werden.

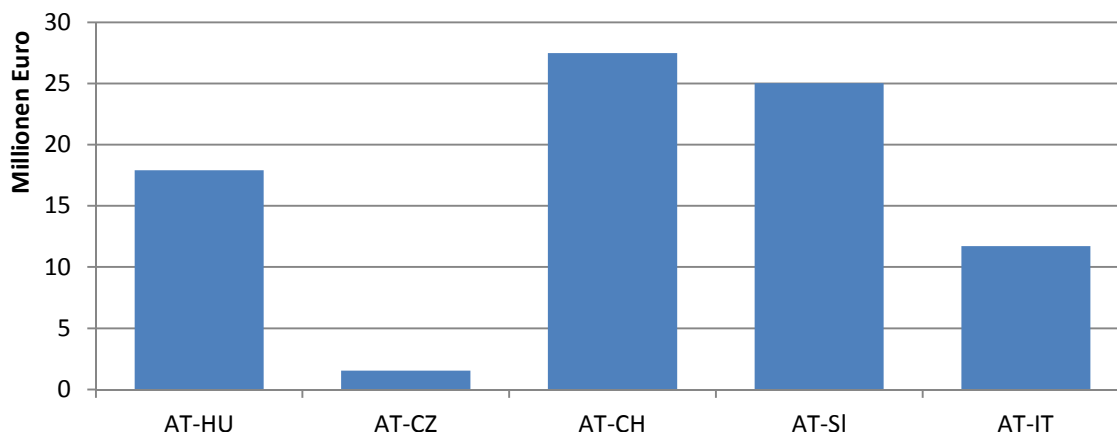


Abbildung 1: Engpasserlöse an den einzelnen Grenzen im Jahr 2016

Abbildung 2 stellt die Entwicklung der Höhe der Engpasserlöse im zeitlichen Verlauf dar.

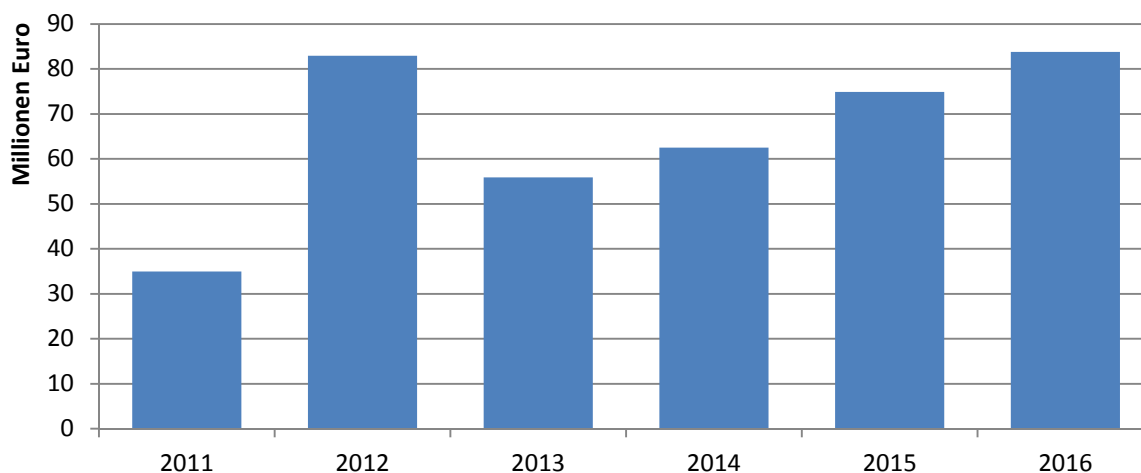


Abbildung 2: Entwicklung der Höhe der Auktionserlöse des grenzüberschreitenden Engpassmanagements

Betrachtet man die Verwendung der Erlöse, ergibt sich folgendes Bild:

Für Maßnahmen zur Gewährleistung der tatsächlichen Verfügbarkeit im Sinne des Artikels 16, Absatz 6 lit. a der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 wurden 22,3 Mio Euro aufgewandt. Damit sind, im Wesentlichen, Kosten für Redispatch als Teil des Engpassmanagements gedeckt. Ein Redispatch ist eine vom Übertragungsnetzbetreiber gewünschte Änderung der Erzeugung bei einem Kraftwerksbetreiber um Netzengpässe zu vermeiden.

Für Netzinvestitionen wurden 61,5 Mio Euro aufgewandt. Es entfallen 15,8 Mio Euro auf Aufwendungen gemäß Artikel 16, Absatz 6 lit. b der Verordnung (EG) Nr. 714/2009. Dabei handelt es sich um Finanzierungskosten und Abschreibungs-raten bereits getätigter Netzinvestitionen. Zusätzlich wurden gemäß Artikel 16, Absatz 6 letzter Teilabsatz der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 Rücklagen in Höhe von 45,7 Mio Euro für zukünftige Investitionsvorhaben gebildet.

Netzkostenmindernde Einnahmen wurden nicht geltend gemacht.

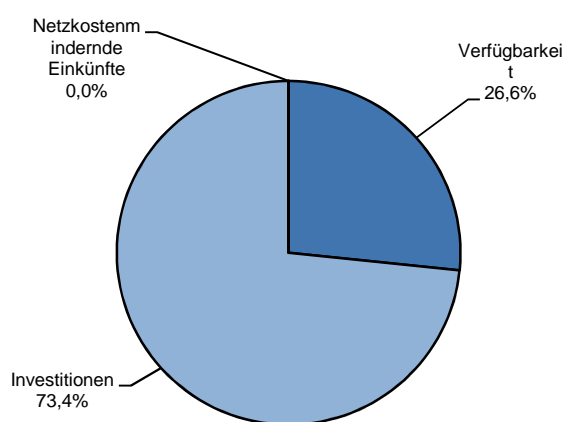


Abbildung 3: Erlöseverwendung 2016

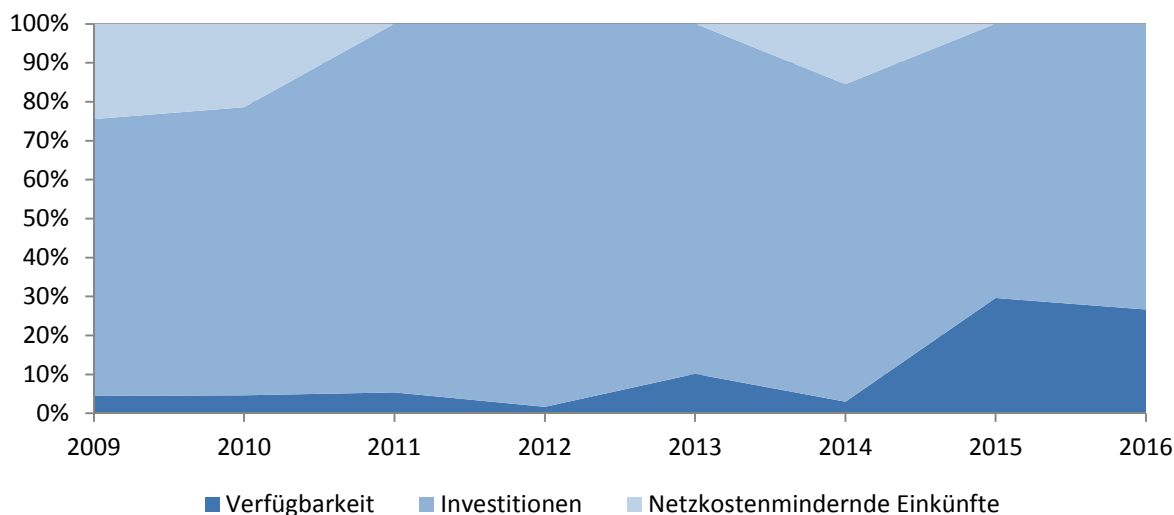


Abbildung 4: Erlöseverwendung 2009 bis 2016