

e|m|w

Energie. Markt. Wettbewerb.

Commodities & Dienstleistungen

Strompreis: Deutschland und Österreich nähern sich aneinander an

Von **Mirko Schlossarczyk**, Prokurist, Enervis Energy Advisors

Strompreis: Deutschland und Österreich nähern sich aneinander an

Im Oktober 2018 wurde das gemeinsame Strommarktgebiet Deutschland-Österreich getrennt, um das europäische Stromnetz zu stabilisieren. Die Strompreiszonentrennung führte zunächst zu höheren Preisen für Österreich. In diesem Jahr fielen die Preisdifferenzen. Langfristig könnten sich die Strompreise in Deutschland durch die Energiewende sogar so weit verteuern, dass sich das Blatt drehen könnte und die Preise in Deutschland saisonal über den österreichischen liegen.

Von **Mirko Schlossarczyk**, Prokurist, Enervis Energy Advisors

Seit 2002 haben Deutschland und Österreich ein gemeinsames Marktgebiet im Stromgroßhandel gebildet. Auf diesem gemeinsamen Markt wurde Strom, unter der Voraussetzung, dass keine Engpässe auftreten, uneingeschränkt gehandelt. Infolgedessen gab es keine Differenzen bei den Großhandelsstrompreisen in Deutschland und Österreich, obwohl sich die Strukturen des Kraftwerksparks beider Länder deutlich voneinander unterscheiden. Seit Oktober 2018 ist die gemeinsame Preiszone getrennt. Dadurch ist der uneingeschränkte Stromhandel auf einem gemeinsamen Marktplatz nicht mehr möglich und das Strompreisniveau am Großhandelsmarkt zwischen den beiden Ländern unterscheidet sich.

Grund für diesen Schritt waren dauerhaft auftretende Engpässe im Übertragungsnetz. Bedingt durch Netzengpässe und fehlende Leitungskapazitäten konnte der im Norden Europas, beziehungsweise Deutschlands, überwiegend aus erneuerbaren Energien (insbesondere Windkraft) produzierte Strom oft nicht direkt in die großen Verbrauchszentren des Südens transportiert werden. Zusätzlich bestand und besteht nach wie vor ein Erzeugungs- und Leistungsgefälle zwischen Nord- und Süddeutschland. Dadurch erhöhte sich der Bedarf an Netzstabilisierung und dementsprechend auch die Kosten für Maßnahmen zur Netzstabilisierung. Die Agentur für die Zusammenarbeit der Europäischen Energieregulierungsbehörden

(ACER) hat in der Folge im Jahr 2016 den Vorschlag erarbeitet, den bisher gemeinsamen Strommarkt von Deutschland und Österreich zu trennen.

Im Mai 2017 verständigten sich die zuständigen Behörden der beiden Länder auf die konkreten Umsetzungsmodalitäten. Die Einschränkung des Stromhandels hat das Ziel, die physischen und finanziellen Stromflüsse ins Gleichgewicht zu bringen und dadurch die Netze zu stabilisieren. Die Entscheidung von ACER zielt darauf, insbesondere die polnischen und tschechischen Übertragungsnetze zu entlasten und vor allem die Ringflüsse von Deutschland über diese Länder nach Österreich zu reduzieren. Der Stromhandel soll besser an die Netzsituation angepasst und dadurch Stromflüsse für die Übertragungsnetzbetreiber besser beherrschbar werden.

Große Preisdifferenzen unmittelbar nach der Preiszonentrennung

Die Übertragungskapazität zwischen Deutschland und Österreich wurde auf 4.900 MW Langfristkapazität festgelegt (technisch möglich wären wohl weit mehr als 10.000 MW). Zudem wurde der Day-ahead-Handel ins europäische Flow Based Market Coupling (FBMC) eingebettet. Das heißt, dass der Handel im Großhandelsmarkt über implizierte Auktionen auf Flow Based Kapazitäten stattfindet (siehe unten).

Erwartet wurde, dass sich dadurch der Stromhandel zumindest für österreichische Marktteilnehmer erschwert, da diese

nicht mehr uneingeschränkt im liquidessten Markt Europas Strom handeln können. Ein steigendes Preisniveau im österreichischen Großhandelsmarkt wurde – aufgrund der Strommarktstrukturen in der Alpenrepublik – unisono erwartet. Die Prognosen verschiedener Marktteilnehmer gingen von Strompreisunterschieden in einer Bandbreite von 1 bis 3 Euro/MWh für den Jahresbase aus.

Im Oktober und Dezember war Strom in Österreich mehr als 8 Euro teuer.

Ein erster Indikator für einen tatsächlichen Preisunterschied war im September 2018 die Versteigerung der Grenzkuppelkapazität für den Oktober 2018 über das Joint Allocation Office (JAO), dem Auktionsbüro für mittel- und langfristige grenzüberschreitende Kapazitäten in Europa. Hier waren Händler bereit, 0,88 Euro/MWh zu zahlen, um Strom von Deutschland nach Österreich zu transportieren. Für den November 2018 lag der Auktionspreis dann bereits bei 5,75 Euro/MWh. In den Folgemonaten fiel dieser Wert nicht mehr unter 3 Euro/MWh. Der Jahreswert 2019 für die Versteigerung der Grenzkuppelkapazität über das JAO lag dann bei 3,33 Euro/MWh. Im zweiten Quartal 2019 schwankten die monatlichen Auktionswerte zwischen 0,44 Euro/MWh und 1,37 €/MWh. Für den Juli 2019 liegt der Auktionspreis bei 0,59 Euro/MWh.



Foto: © istockphoto/ iuliano

Die Strompreisunterschiede im Day-ahead-Großhandelsmarkt zwischen Deutschland und Österreich waren und sind dann zum Teil deutlich größer. So betragen die Preisdifferenzen im Monatsmittel im Oktober und im Dezember 2018 jeweils mehr als 8 Euro/MWh. In 2019 gingen die monatlichen Differenzen spürbar zurück. Bis auf die Monate April und Mai, hier betrug das Preisdelta 1 bzw. 0,23 Euro/MWh, lagen die monatlichen Preisdifferenzen konstant im Bereich um die 3 Euro/MWh. Ausreißer war der Januar 2019 mit einem Delta von etwa 6 Euro/MWh (siehe Abbildung).

Preisunterschiede 2018 resultierend aus Marktdesign und Wetter

Es sind insbesondere zwei Effekte, bei denen in diesem Kontext eine nähere Betrachtung lohnenswert ist. Zum einen hatte die Witterung in 2018 einen unmittelbaren Effekt auf den Strommarkt. Die erste Jahreshälfte war gekennzeichnet von einem überdurchschnittlich hohen Windaufkommen und einer entsprechend hohen Windeinspeisung in den zentralen europäischen Märkten. Dieser Einfluss ist in den verbleibenden sechs Monaten jedoch spürbar zurückgegangen. Insbesondere das zweite Halbjahr war dann europaweit von einer außerordentlichen Trockenheit und wenig Regen geprägt. Energiewirtschaftlich bedeutete dies eine deutlich verringerte Verfügbarkeit der Wasserkraftwerke in Europa, insbesondere in den Alpen. Die zur Verfügung stehende Wasserkraftkapazität und die Stromerzeugungsbeiträge

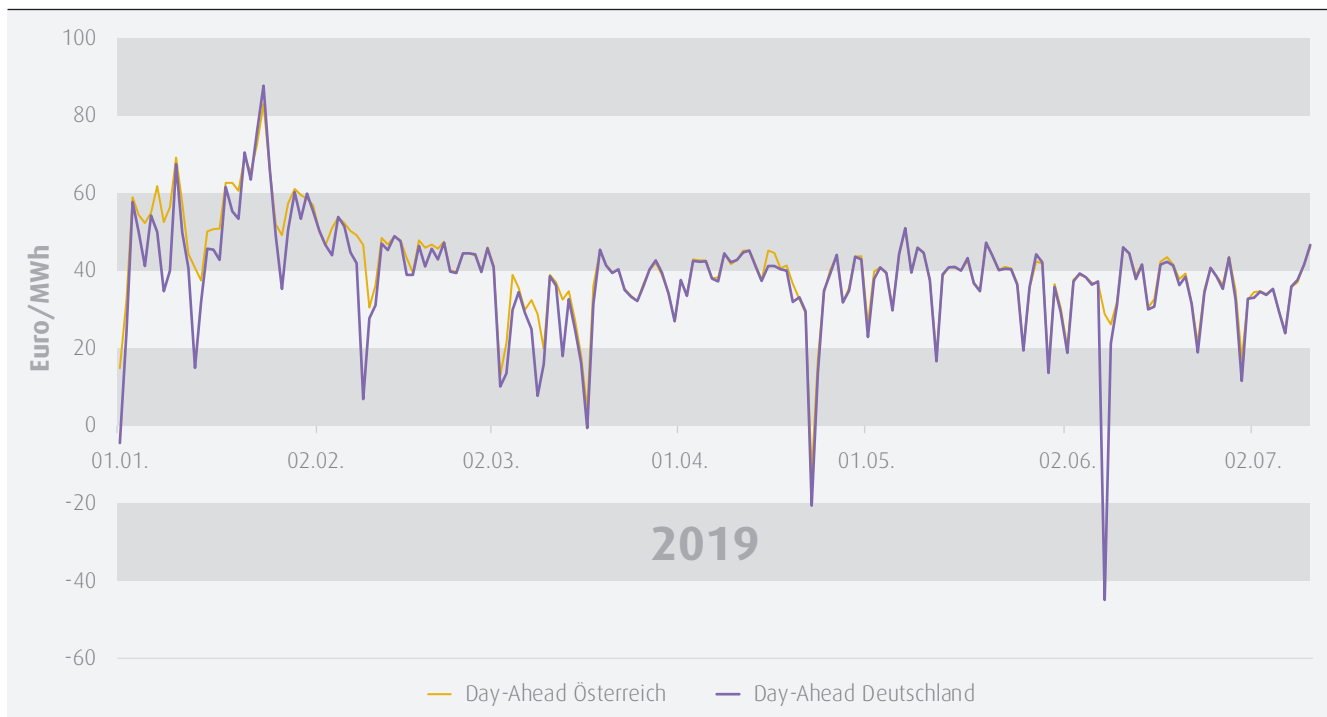
der Hydroerzeugung lagen deutlich unter dem langfristigen Durchschnitt. Davon waren auch die Laufwasserkraftwerke in Österreich betroffen. Die Erzeugung aus österreichischen Wasserkraftwerken lag in der zweiten Jahreshälfte 2018 in einigen Monaten um mehr als 30 Prozent unter den Werten der Vergleichsmonate in 2017.

Der zweite wichtige Aspekt ist die Ausgestaltung und die Charakteristik des Flow Based Market Coupling. Grundsätzlich war die Erwartung vor der Einführung des Engpasses von 4.900 MW an der deutsch-österreichischen Grenze, dass bei der kurzfristigen Kapazitätsvergabe analog zur langfristigen Kapazitätsvergabe immer 4.900 MW zur Verfügung stehen und somit bei Importmengen bis 4.900 MW keine Preisdifferenzen auftreten. Fakt ist jedoch, dass zwar technisch immer mindestens 4.900 MW für den Import aus Deutschland nach Österreich zur Verfügung stehen, sich diese Kapazitäten im Zuge des Flow Based Market Coupling jedoch virtuell teilweise an andere europäische Grenzen verschieben, wenn die Preisdifferenz an diesen Grenzen größer ist. Hier folgt der Ansatz des Flow Based Market Coupling dem Primat des volkswirtschaftlichen Wohlfahrtsgedankens und wird in dieser Hinsicht optimiert. Wieviel der technisch zur Verfügung stehenden Kapazität von 4.900 MW auch effektiv an der Grenze Deutschland-Österreich genutzt werden, hängt demzufolge ganz wesentlich von der Marktsituation in der gesamten Region des Flow Based Market

Coupling in West- und Mitteleuropa ab. An vielen Tagen im vierten Quartal 2018 und im ersten Quartal 2019 lag die kurzfristig im Day ahead-Handel zur Verfügung stehende Importkapazität für den österreichischen Markt aus Deutschland teilweise deutlich unter dem technischen Limit von 4.900 MW. Die Preisdifferenzen bzw. Engpässe an anderen Grenzkuppelstellen im Flow Based Market Coupling System, beispielsweise Frankreich, Benelux und Deutschland, waren zu diesen Zeiten deutlich größer als zwischen Österreich und Deutschland.

Diese beiden Entwicklungen, eine deutlich geringere Engpasskapazität als geplant an der deutsch-österreichischen Grenze im Day-ahead-Markt infolge des Flow Based Market Coupling in Verbindung mit einer unterdurchschnittlichen Verfügbarkeit der Wasserkraftwerke in Österreich, waren schließlich der wesentliche Haupttreiber für die unerwartet hohen Preisdifferenzen im Day-ahead-Großhandelsmarkt zwischen den beiden Ländern. Die österreichischen Stromhändler hatten ab Oktober 2018 in vielen Stunden kaum eine Möglichkeit, genügend der oftmals günstigen, da von hoher Windenergieeinspeisung geprägten, Strommengen aus Deutschland zu beziehen. Auf der anderen Seite fehlte es – aufgrund der Wasserknappheit in der zweiten Jahreshälfte – auch an ausreichend grenzkostengünstigen Erzeugungsmengen aus den Laufwasserkraftwerken der Alpenregion. In der Folge wurde im zweiten Halbjahr 2018 etwas

01 Strompreisentwicklung an der EEX Deutschland-Österreich



mehr Strom aus anderen Regionen, vor allem der Schweiz und Tschechien, nach Österreich geliefert. Zudem lag, teilweise als Kompensation der fehlenden Wasserkraftzeugung, die Erzeugung aus gasgefeuerten Kraftwerken in Österreich im vierten Quartal 2018 in einigen Monaten deutlich über den Werten der Vergleichsmonate in 2017. Dies trieb aufgrund der Merit-Order-Systematik, den österreichischen Strompreis ebenso spürbar nach oben.

Das Preisniveau in Österreich könnte zeitweise unter dem deutschen liegen.

Geringere Preisdifferenzen in der Zukunft

Aus den Erkenntnissen der bisherigen Marktentwicklungen lässt sich herauslesen, dass die künftigen Entwicklungen im deutsch-österreichischen Stromhandel zum einen ganz wesentlich von den Entwicklungen im europäischen Strommarkt abhängen. Zum anderen werden sie von der Verfügbarkeit Erneuerbarer Energien, insbesondere Erzeugung aus Windenergie, und von Laufwasserkraftwerken geprägt sein.

Allerdings ist auch zu erwarten, dass der Kernenergieausstieg in Deutschland bis Mitte der 2020er Jahre und der sukzessive Ausstieg aus der Kohleverstromung in Deutschland in den kommenden Jahren spürbaren Einfluss auf das deutsche Strompreisniveau und auch auf die deutsche Stromhandelsbilanz haben. Das Preisniveau in Deutschland dürfte, infolge der Strukturveränderungen im Kraftwerkspark, ansteigen, da grenzkostengünstige Kraftwerke den Markt verlassen und nicht ersetzt werden. Bestehende konventionelle Überkapazitäten werden abnehmen und der Stromhandelsüberschuss dürfte aufgrund geringerer Grundlasterzeugung spürbar sinken. Auch vor dem Hintergrund eines noch stärkeren Fokus auf CO₂-Vermeidung werden gasgefeuerte Kraftwerke eine wichtigere Rolle im Markt spielen. Der absolute Strompreis würde dann wahrscheinlich, trotz weiterem Zubau erneuerbarer Energien, stärker von gasgefeuerten Kraftwerken beziehungsweise vom zugrundeliegenden Gaspreisniveau geprägt. Das könnte dazu führen, dass der Strompreis in Deutschland im Vergleich zu Österreich, wo aufgrund der Kraftwerksparkstruktur solche Entwicklungen bestenfalls im Gassegment abgeschwächt zu erwarten sind, überproportional steigt. Die heute beobachteten Strompreisdifferenzen würden

dann deutlich zurückgehen. Unter diesen Umständen, das zeigen enervis-Szenariomodellierungen zur künftigen Entwicklung europäischer Strommärkte, könnte sich der Preisspread zwischen Deutschland und Österreich saisonal drehen und das Strompreisniveau in Österreich könnte unterjährig zeitweise unter dem deutschen Strompreisniveau liegen. Das wird in den aktuellen Marktdaten 2019 bereits ansatzweise ersichtlich. So lagen die Stromgroßhandelspreise in Österreich an einigen Tagen in 2019 im Schnitt unter den deutschen Notierungen. ←



MIRKO SCHLOSSARCYK

Jahrgang 1978

- Studium der Betriebswirtschaft, Technische Hochschule Brandenburg und Blekinge Tekniska Högskola Karlskrona, Schweden
- 2003–2007 Controlling/Unternehmensplanung Vattenfall Europe
- Seit 2007 bei der enervis energy advisors GmbH, Berlin

e | m | w

Energie. Markt. Wettbewerb.

energate gmbh

Norbertstraße 3-5

D-45131 Essen

Tel.: +49 (0) 201.1022.500

Fax: +49 (0) 201.1022.555

www.energate.de

www.emw-online.com

Bestellen Sie jetzt Ihre persönliche Ausgabe!

www.emw-online.com/bestellen

