

EUROPÄISCHE NETZWERKCODES – BIDDING ZONE REVIEW AUSWIRKUNGEN VON ÄNDERUNGEN DER MARKTGEBIETE IN EUROPA AM BEISPIEL ÖSTERREICH-DEUTSCHLAND

Alexander KAISER¹, Christian TODEM¹, Valentin WIEDNER¹,
Hannes WORNIG¹

Motivation und zentrale Fragestellung

Die Entwicklung der europäischen Energiepolitik in Anbetracht des sich vollziehenden Paradigmenwechsels im Rahmen der Energiewende in einzelnen Mitgliedstaaten hat direkte Auswirkungen auf die Betreiber der europäischen Verbundnetze. Die langfristige Planungssituation im Netzausbau nimmt durch die stark geänderte Situation bei der Erzeugung und Förderung von erneuerbaren Energien, sowie durch die stetige Weiterentwicklung von Marktaufbau und Ablauf stark an Unsicherheit zu.

Regulation on Capacity Allocation and Congestion Management

Durch Einführung der europäischen Verordnung zur Kapazitätsvergabe und Engpassmanagement (EC No 2015/1222) ist es in regelmäßigen Abständen notwendig die Effizienz der europäischen Marktgebietszone zu evaluieren.

Im Zuge dieser Evaluierung werden von Übertragungsnetzbetreibern (TSOs) und anderen Stakeholdern mögliche Szenarien einer zukünftigen Marktgebietseinteilung im europäischen Raum eingebracht. Anschließend werden die Auswirkungen dieser Änderungen in Bezug auf Marktliquidität, Versorgungssicherheit, Beschränkung von grenzüberschreitendem Handel, Markteffizienz, erforderlicher Remedial-Actions, auftretende Engpässe und weiterer Indikatoren untersucht. Weiters muss die preisliche und temporäre Stabilität der Marktgebiete sichergestellt und verifiziert werden.

Am Beispiel eines bereits mehrfach angedachten marktseitigen Handelsengpasses zwischen Österreich und Deutschland sollen mit Hilfe eines bei APG entwickelten Fundamentalmarktmodells gezeigt werden, welche monetären volkswirtschaftlichen Auswirkungen für Österreich zu erwarten wären.

Methodische Vorgangsweise

Das Ziel der Untersuchung stellt die Abschätzung der volkswirtschaftlichen Mehrkosten dar, die durch die Beschränkung des Stromhandels zwischen den Marktgebieten Österreich und Deutschland erzeugt werden würden. Hierzu wurde das europäische Verbundnetz bestehend aus den kontinentaleuropäischen Mitgliedsländern anhand des Konzeptes der Net Transfer Capacities (NTC) in 26 Marktgebiete abstrahiert und ein europaweites Market Coupling berechnet. Weiters wurde der europäische Kraftwerkspark mit über 10.000 Erzeugungseinheiten hinterlegt. Die Erzeugung aus erneuerbaren Energieträgern wurde historisch modelliert. Die zu deckende Last wurde stundenscharf für 8760 Stunden vorgegeben. Die Optimierung der Fahrpläne der thermischen Kraftwerke erfolgt unter Berücksichtigung von Anfahrtkosten, minimalen und maximalen Stillstandzeiten, Brennstoffkosten und CO₂-Zertifikatskosten sowie einer jährlichen optimierten Revisionsplanung aller Kraftwerke. Pumpspeicherkraftwerke werden als Tages- und Wochenspeicher optimiert, wobei ein Profil für die saisonale Speicherverlagerung der Optimierung hinterlegt wird. Die Modellierung erfolgt dabei in MATLAB und die Optimierung in GAMS.

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Ergebnis der Berechnungen sind unter anderem stundenscharfe Fahrpläne aller Kraftwerke im Simulationsgebiet, die grenzüberschreitenden, durch die NTCs limitierten Austausch zwischen den einzelnen Marktgebieten, der Schattenpreis in den Marktgebieten und der Pumpspeichereinsatz.

¹ Austrian Power Grid AG (APG), Wagramer Straße 19, 1220 Wien, Tel.: +43 50320-161, apg@apg.at, www.apg.at

Die Berechnungen wurden zuerst in einem Basisszenario durchgeführt, unter der Annahme eines NTCs zwischen Österreich und Deutschland, welcher der thermischen Übertragungskapazität der Grenzleitungen entspricht. In weiterer Folge wurde der NTC schrittweise von 6GW bis zu 2GW in 1GW Schritten verkleinert und die Differenz der österreichischen volkswirtschaftlichen Kosten im Vergleich zum Basisszenario berechnet. Weiters wurden die durch die Engpassbewirtschaftung generierten Erlöse abgeschätzt. Abbildung 1 zeigt die Abschätzung der theoretischen volkswirtschaftlichen Mehrkosten und Erlöse im Jahr 2014 in Österreich im Falle einer Einführung eines grenzüberschreitenden NTCs zwischen den Marktgebieten Deutschland und Österreich.

Durch den starken Zuwachs an erneuerbarer Erzeugung im Norden von Deutschland kommt es zu immer stärkeren Abweichungen zwischen den grenzüberschreitenden Fahrplänen und den tatsächlichen Lastflüssen, da sich die von Nord nach Süd verlaufenden Handelsbeziehungen im realen Netz in verstärkten Lastflüssen im Osten und Westen äußern. Dies resultiert in verstärkten Bestrebungen der TSOs der österreichischen und deutschen Nachbarländer den Nord-Süd-Handel künstlich zu beschränken. Durch die Abschätzung der Mehrkosten wäre es zum Beispiel möglich, nicht markverzerrende Alternativen zu einer Handelsbeschränkung zu finanzieren.

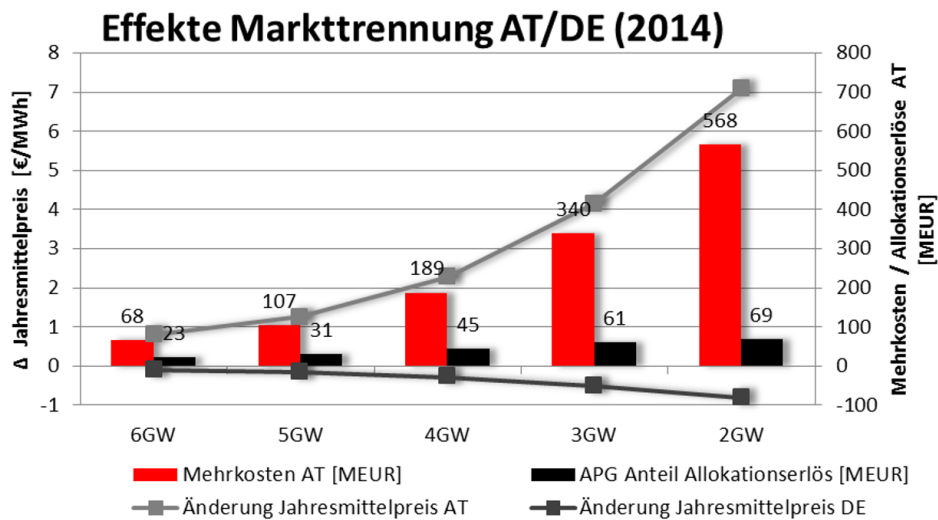


Abbildung 1: Abschätzung der theoretischen volkswirtschaftlichen Mehrkosten und Erlöse im Jahr 2014 in Österreich im Falle einer Einführung eines grenzüberschreitenden NTCs zwischen Deutschland und Österreich.