

DIE KOSTEN DER NTC-KONZEPTION FÜR EUROPA

Gerald FEICHTINGER¹, Udo BACHHIESL¹, Petra GSODAM¹,
Heinz STIGLER¹

Motivation

Die 1996 von der Europäischen Union (EU) verabschiedete Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie 96/92/EG gilt als der Beginn des Liberalisierungsprozesses der europäischen Elektrizitätswirtschaft. Grundlage dafür war die Vollendung eines europäischen Binnenmarktes auf den Grundsätzen des freien Verkehrs von Waren, Personen, Dienstleistungen und Kapital sowie die Sicherstellung von Eigentum und Wohlstand. Dies implizierte die Umsetzung eines wettbewerbsorientierten europäischen Elektrizitätsbinnenmarktes unter Gewährleistung der Versorgungssicherheit, Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Wirtschaft und der Wahrung des Umweltschutzes. Der darauf aufbauende Erlass der Beschleunigungsrichtlinie 2003/54/EG zielte auf eine umfassende Steigerung der Energieeffizienz und Dienstleistungsqualität sowie auf eine Strompreissenkung ab. Die 2009 erlassene Richtlinie 2009/72/EG forcierte zusätzlich einen diskriminierungsfreien sowie transparenten Netzzugang für alle Marktteilnehmer und definierte neue Vorgaben für eine effizientere Nutzung von grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten innerhalb der EU.

In einem gewissen Widerspruch zur Umsetzung eines gesamteuropäischen Elektrizitätsbinnenmarktes steht das im Jahr 2001 von den European Transmission System Operators (ETSO, heute ENTSO-E) verabschiedete und in der Folge europaweit umgesetzte Konzept der Net Transfer Capacities (NTC). Dieses Konzept dient der Beschränkung der maximal verfügbaren Übertragungskapazität zwischen zwei Strommarktgebieten [2]. Aufgrund von (historisch bedingt) geringer bzw. fehlender grenzüberschreitender Übertragungskapazitäten war der ursprüngliche Gedanke der Beschränkung des grenzüberschreitenden Stromhandels als Anreizregulierung für den weiteren grenzüberschreitenden Netzausbau sowie zur Sicherung der bestehenden Elektrizitätsversorgungsstruktur durchaus legitim. Aus rein ökonomischer Sicht ist das Ziel eines wettbewerbsorientierten grenzüberschreitenden Elektrizitätsbinnenmarktes allerdings die reine Kostenminimierung. Eine Beschränkung der grenzüberschreitenden Handelskapazitäten verursacht somit unnötige Mehrkosten.

In dieser Arbeit erfolgt eine Evaluierung unterschiedlicher Elektrizitätsmarktordnungsvorstellungen verschiedener bestmöglicher Kraftwerkseinsatzmodelle. Insbesondere werden u.a. die aus den einzelnen Modellen resultierenden wohlfahrtsmaximierenden variablen Produktionskosten für Kontinentaleuropa kritisch analysiert und diskutiert.

Methodik

Die durchgeführten Untersuchungen basieren auf Simulationen mit dem institutseigenen techno-ökonomischen Simulationmodell der kontinentaleuropäischen Elektrizitätswirtschaft ATLANTIS. ATLANTIS ist ein modular aufgebautes Simulationspaket, welches neben allen wesentlichen physikalischen Komponenten wie den Netzknoten, dem Höchstspannungsübertragungsnetz sowie einem umfassenden Kraftwerkspark verschiedene wirtschaftliche Mechanismen in Form von Strombörsen und grenzüberschreitenden Marktkoppelungsmodellen unter Berücksichtigung der wichtigsten Elektrizitätsunternehmen aller kontinentaleuropäischen Länder umfasst. In weiterer Folge sind vier unterschiedliche Optimierungsmodelle von ATLANTIS relevant: [1]

Eine wohlfahrtsoptimierende Kraftwerkstauschbörse ermöglicht die Berechnung eines europaweit wohlfahrtsoptimalen Kraftwerkseinsatzes. Diesem theoretischen Berechnungsansatz wird eine europaweite Kupferplatte ohne jegliche physikalische Übertragungseinschränkung unterstellt (Modell „CuPlatte“), wodurch alle günstigsten europaweit verfügbaren Kraftwerkskapazitäten uneingeschränkt für die Strombedarfsdeckung verwendet werden können. Ein europäischer *Elektrizitätsbinnenmarkt* wird anhand eines DC Optimized Power Flow (DC-OPF) basierten Lastflussoptimierungsmodells unter Berücksichtigung des europäischen Übertragungsnetzes simuliert (Modell „CuPl+Netz“).

¹ Technische Universität Graz, Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, Inffeldgasse 18/II, 8010 Graz, Fax: +43 316 873-7910, Tel.: +43 316 873-7909, gerald.feichtinger@tugraz.at, www.iee.tugraz.at

Die mit diesem Modellansatz erzielten Ergebnisse entsprechen dem – unter Berücksichtigung der Netzrestriktionen – günstigsten erzielbaren Kraftwerkseinsatz.

Der grenzüberschreitende Stromhandel wird anhand eines NTC (Net Transfer Capacities oder Nettoübertagungskapazität) basierten Market Coupling Ansatzes realisiert (Modell „CuPI+NTC“). Dabei wird Kontinentaleuropa nach Ländern in Preiszonen unterteilt, die anhand von NTCs miteinander gekoppelt werden. Diese Handelskapazitäten werden innerhalb des Modells implizit versteigert. Diesem Modellansatz entspringen zonenabhängige Marktpreise, ein wohlfahrtsoptimierter grenzüberschreitender Kraftwerkseinsatz sowie kommerzielle Stromhandelsflüsse zwischen den benachbarten und via NTC verbundenen Handelszonen.

Die kommerziellen grenzüberschreitenden Stromhandelsflüsse werden in einem vierten Modellansatz zusätzlich berücksichtigt. Hierbei erfolgt wiederum eine DC-OPF-basierte Lastflussrechnung, mit der Einschränkung, dass für alle Handelszonen die vorhin berechneten spezifischen Stromhandelsmengen eingehalten werden müssen (Modell „NTC+Netz“). Diese zusätzliche Nebenbedingung verursacht aufgrund der NTC-Handelsbeschränkungen innerhalb der Preiszonen ein sogenanntes Redispatch-Aufkommen, wodurch aufgrund von Netzengpässen günstigere durch teurere Kraftwerkskapazitäten ersetzt werden müssen und somit einen wesentlich teureren Kraftwerkseinsatz verursachen. Innerhalb von ATLANTIS wird ein möglichst kostenminimaler Redispatch angestrebt, wobei im Falle von Netzengpässen auch ein internationaler (und wesentlich kostenintensiverer) Redispatch durchgeführt wird.

Als Basis für die Untersuchungen dient ein auf EU-20-20-20-Zielen basierendes Referenzszenario mit einem zeitlichen Simulationsrahmen bis zum Jahr 2030. Die wirtschaftlichen Auswirkungen („Mehrkosten“) der Umsetzung eines NTC-basierten elektrizitätswirtschaftlichen Ordnungsrahmens in Kontinentaleuropa werden anhand der vorgestellten Modellansätze analysiert. Der Fokus der Analyse liegt dabei auf den variablen Kraftwerkseinsatzkosten, der produzierten Energie je Kraftwerkstechnologie (Technologie- oder Strommix) und den gesamten entstehenden CO₂-Emissionen.

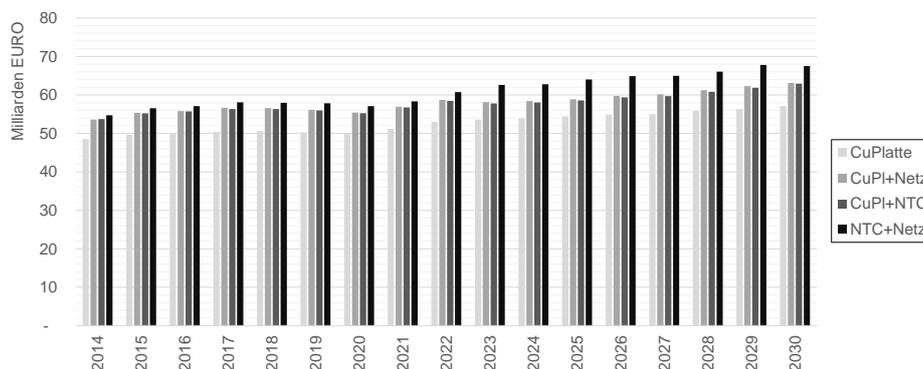


Abbildung 1: Entwicklung und Vergleich der mit ATLANTIS berechneten variablen Kraftwerkseinsatzkosten in Kontinentaleuropa bis 2030 [1].

Ergebnisse

Ein Vergleich der variablen Kraftwerkseinsatzkosten zwischen 2014 und 2030 zeigt deutliche Kostenunterschiede zwischen den genannten Optimierungsansätzen (Abbildung 1). Der wohlfahrtsökonomischen Theorie folgend wird durch eine europaweite Kraftwerkstauschbörse (*CuPlatte*) das kostengünstigste Ergebnis erzielt, welches allerdings von theoretischer Natur ist. Die Kosten durch einen europäischen Binnenmarkt sowie das NTC basierte Börsenmodell fallen entsprechend höher aus, deuten aber auf ein relativ gut ausgebautes europäisches Übertragungsnetz hin. Die Kostenunterschiede zwischen diesen beiden Modellansätzen sind verhältnismäßig gering. Das teuerste Ergebnis resultiert aus dem Leitungs- und NTC-beschränkten Lastflussmodell (*NTC+Netz*) mit jährlich steigenden Mehrkosten von bis zu 5 Mrd. EURO pro Jahr gegenüber einem Elektrizitätsbinnenmarkt. Gleiche Ergebnisse entstehen auch bei den produzierten CO₂-Emissionen.

Referenzen

- [1] Stigler H., Bachhiesl U., Nischler G., Feichtinger G. (2015), ATLANTIS: techno-economic model of the European electricity sector, DOI 10.1007/s10100-015-0413-8
- [2] ETSO (2001), Definitions of Transfer Capacities in liberalised Electricity Markets, Final Report