Untersuchung der Einflüsse von Cross-Border Capacity-Management am Beispiel der Elektrizitätswirtschaften in Süd-Ost-Europa

Gernot Nischler¹, Christoph Gutschi, Christian Wiedenegger¹, Heinz Stigler

Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, TU Graz Inffeldgasse 18, A-8010 Graz Tel. +43 316 873 7900, Fax. +43 316 873 7910, iee@tugraz.at, www.iee.tugraz.at

Kurzfassung:

Der Beitrag erläutert einleitend die wichtigsten rechtlichen Rahmenbedingungen zum grenzüberschreitenden Stromhandel in der EU. Die Verordnung 1228/2003/EG und deren Leitlinie
2006/770/EG schreiben faire, diskriminierungsfreie, effiziente und marktorientierte Engpassmanagementmethoden vor. Eine dieser Methoden ist die implizite Versteigerung der Übertragungskapazitäten. Effizientes Engpassmanagement soll in erster Linie dazu dienen
Versorgungsengpässe zu vermeiden und in der Folge dadurch die Wohlfahrtsökonomie in
einem Binnenmarkt steigern. Im Rahmen dieses Beitrags werden verschiedene Marktgebiete
modelliert und die Auswirkung der impliziten Versteigerung auf die Gesamtwohlfahrt untersucht. In einzelnen Szenarien sollen auch die Auswirkungen von Leitungsausbau oder
kostenpflichtiger Leitungsnutzung auf ein Marktgebiet analysiert und dargestellt werden.

Keywords:

Engpassmanagement, cross-border capacity management, grenzüberschreitender Stromhandel

1 Einleitung und zentrale Fragestellung

Historisch wurden grenzüberschreitende Verbindungsleitungen gebaut, um in Notfallsituationen durch die Kopplung benachbarter Systeme eine erhöhte Systemsicherheit und zuverlässigkeit zu gewährleisten. Die Kapazitäten wurden auch für diese Aufgaben
dimensioniert. Im Sinne der Wohlfahrtsökonomie werden grenzüberschreitende Übertragungsleitungen heute zunehmend für einen intensiven Stromhandel genutzt. Angesichts
der historisch gewachsenen Netzstruktur hat dies Engpässe auf den grenzüberschreitenden
Leitungen zur Folge und so wird aktuell wieder intensiv diskutiert, wie die vorhandenen
Kapazitäten optimal eingesetzt werden können.

Mit der ersten Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie 96/92/EG (*Richtlinie betreffend gemeinsamer Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt*) im Jahr 1996 begann der Liberalisierungsprozess der europäischen Elektrizitätsmärkte und mit ihm die Fokussierung auf den Elektrizitätsbinnenmarkt. Aus dem historischen Verwendungszweck abgeleitete bzw. argumentierte Reduktionen der Übertragungskapazität wurden an manchen Ländergrenzen ein

_

¹ Jungautor

Hindernis für den angestrebten "internal electricity markets" (IEM) in Europa. Neben Netzausbauprojekten wie den "*Transeuropäischen Netzwerken TEN-E*²" sowie Standards zur Optimierung der Netznutzung galt es effiziente Engpassmanagementmethoden einzuführen.

Im Jahr 2003 wurde von der Europäischen Union die erste Binnenmarktrichtlinie 96/92/EG durch die sog. Beschleunigungsrichtlinie 2003/54/EG "über die gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG" ersetzt. Gemeinsam mit dieser EU-Richtlinie trat auch die EU-Verordnung 1228/2003/EG "über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel" am 01. Juli 2004 in Kraft. In dieser Verordnung werden grundlegende Anforderungen an die Entwicklung des Elektrizitätsbinnenmarktes hinsichtlich der grenzüberschreitenden Stromhandelsgeschäfte innerhalb der EU-Mitgliedsstaaten gestellt. Auch Drittländer, welche Teil des europäischen Stromnetzes sind, müssen den Leitlinien dieser Verordnung entsprechen, um ein effektives Funktionieren des Binnenmarktes gewährleisten zu können.

Im Rahmen dieser Arbeit sollen die Effekte der Engpassmanagementmethoden in gekoppelten Elektrizitätsmärkten unter Berücksichtigung der rechtlichen und technischen Rahmenbedingungen für das Engpassmanagement dargestellt werden. Ein spezieller Fokus wird dabei auf die Region Süd-Ost-Europa gelegt. Von besonderem Interesse sind dabei die Auswirkungen durch:

- die Festlegung der "net transfer capacities" (NTC),
- Ausbau grenzüberschreitender Leitungsverbindungen,
- das Einführen von Transportgebühren auf den grenzüberschreitenden Leitungen.

1.1 Rechtliche Rahmenbedingungen der Europäischen Union

Wie bereits einleitend erwähnt, bildet die Verordnung 1228/2003/EG die rechtliche Basis für den grenzüberschreitenden Stromhandel im europäischen Verbundnetz. Das übergeordnete Ziel ist es, faire und diskriminierungsfreie Regeln für den grenzüberschreitenden Stromhandel festzulegen, so dass Übertragungskapazitäten effizient genutzt werden. Von besonderer Bedeutung ist Artikel 6 der Verordnung 1228/2003/EG. Im Absatz 1 werden "nichtdiskriminierende marktorientierte" Engpassmanagementmethoden verordnet (cf. [1], Artikel 6, Absatz 1). Administrative Vergabeverfahren, wie unter anderen die Pro-Rata Zuteilung der Kapazität oder Langzeitverträge gelten als nicht marktorientiert und sind daher nicht mehr erlaubt.

Eine ökonomisch effiziente Engpassmanagementmethode (cf. [1], [2] und [3]):

- gewährleistet stets die Netzsicherheit und die Einhaltung der Betriebsstandards der Elektrizitätsversorgung,
- setzt ein koordiniertes Berechnungs- und Vergabeverfahren der Übertragungskapazität aller beteiligten Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) voraus,
- liefert effiziente wirtschaftliche Signale für die Marktakteure, fördert den Wettbewerb und ist für die regionale und gemeinschaftsweite Anwendung geeignet (cf. [2], Artikel 1.5),

² Die Transeuropäischen Netzwerke (trans-european networks) sind neben Energie und Verkehr Teil des Auftrages der EU-Generaldirektion "Energie und Verkehr" (DG TREN)

Seite 2 von 19

- verhindert die Ausübung von Marktmacht (cf. [3]),
- beschränkt den grenzüberschreitenden Stromhandel nur dann, wenn tatsächlich Engpässe auftreten bzw. ein sicherer Netzbetrieb durch die kommerziellen, notierten Lastflüsse nicht gewährleistet werden kann,
- gewährleistet Transparenz und Koordinierung (Informationsfluss, Datenverfügbarkeit und Datenqualität).

In diesem Zusammenhang bedeutet ökonomische Effizienz eine Maximierung der Gesamtwohlfahrt durch faire und effiziente Engpassmanagementmethoden. Der sichere Netzbetrieb und die Einhaltung der technisch/physikalischen Grenzen sind als Nebenbedingungen dieser Optimierungsaufgabe zu betrachten.

Im Anhang der Verordnung 1228/2003/EG sind Leitlinien für das Management und die Vergabe verfügbarer Übertragungskapazitäten der Verbindungsleitungen zwischen nationalen Netzen angeführt. Dieser Anhang wurde am 09. November 2006 (2006/770/EG) angepasst (Congestion Management Guidelines [2]). Inhalt dieser Leitlinien ist eine tiefer gehende Definition der in der Verordnung 1228/2003/EG geregelten Bereiche des grenzüberschreitenden Stromhandels. Jedes der sechs Kapitel dieser Leitlinien befasst sich mit mindestens einem der folgenden Punkte:

- ökomische Effizienz der Engpassmanagementmethoden
- Management der Kapazität (Zeiträume der Kapazitätszuweisung, Zuverlässigkeit der bereitgestellten Kapazitäten u.a.)
- Transparenz, Informationsaustausch und Koordinierung
- Netzsicherheit (Planung und Betrieb)
- geregelte Verwendung der Engpasserlöse

Das zweite Kapitel der Leitlinien zur Verordnung 1228/2003/EG befasst sich ausschließlich mit Engpassmanagementmethoden. Gemäß Absatz 2.1 muss die Kapazitätsvergabe ausschließlich durch explizite oder implizite Auktionen erfolgen. Für ein und dieselbe Verbindungsleitung können dabei auch beide Methoden gleichzeitig angewandt werden (cf. [2], Artikel 2.1). Sowohl bei der impliziten, als auch bei der expliziten Auktion handelt es sich um marktorientierte Methoden, wie in der Verordnung 1228/2003/EG Artikel 6, Absatz 1 gefordert. Übertragungsnetzbetreiber haben lang- und mittelfristige (Jahres- und Monatsrechte) als auch kurzfristige Kapazitäten (Sekundärhandel, day-ahead und intra-day) vorzusehen und diese entsprechend auszuweisen. Die lang- und mittelfristigen Kapazitäten müssen überdies verbindliche Übertragungskapazitätsrechte sein (rights with obligation). Zum Zeitpunkt der Nominierung greift das "use-it-or-lose-it"-Prinzip bzw. das "use-it-or-sellit"-Prinzip (cf. [2], Artikel 2.5). Durch das Einführen des Sekundärhandels wird gewährleistet, dass Kapazitäten, welche voraussichtlich nicht genutzt werden, wieder in den Markt zurückgehen. Falls technisch möglich ist das Saldieren von Importen und Exporten auf einer grenzüberschreitenden Leitung (netting) anzuwenden, um stets die größtmögliche Kapazität zur Verfügung zu stellen.

Transparenz und Koordinierung sind ein wesentlicher Aspekt in der Umsetzung effizienter Engpassmanagementmethoden. Alle Informationen, welche zur "bestmöglichen Prognose zur allgemeinen Netzsituation" (cf. [2], Artikel 5.5ff.) dienen werden vom Übertragungsnetzbetreiber "unentgeltlich und in leicht zugänglicher Form" (cf. [2], Artikel 5.9) veröffentlicht.

Artikel 5.5 der Leitlinien zur Verordnung 1228/2003/EG definiert die zu veröffentlichenden Informationen. Dazu zählen unter anderem:

- Informationen über die langfristige Entwicklung der Übertragungsinfrastruktur,
- wöchentliche und monatliche Prognosen der zur Verfügung stehenden Kapazitäten,
- die bereits zugewiesene und für den Folgetag noch zur Verfügung stehende Kapazität.

Die zweckgemäße Verwendung der Engpasserlöse muss von den Übertragungsnetzbetreibern im Voraus festgelegt und von den Regulierungsbehörden auf Konformität mit den Leitlinien und der Verordnung überprüft und genehmigt werden (cf. [2], Artikel 6.4). Konformität mit der Verordnung 1228/2003/EG umfasst folgende drei Möglichkeiten (cf. [1], Artikel 6, Absatz 6):

- "Gewährleistung der tatsächlichen Verfügbarkeit der zugewiesenen Kapazitäten."
- "Netzinvestitionen für den Erhalt oder Ausbau von Verbindungskapazitäten."
- Verwendung der Einnahmen aus der Zuweisung von Verbindungen "als Einkünfte, die von den Regulierungsbehörden bei der Genehmigung der Berechnungsmethode für die Tarife und/oder bei der Beurteilung der Frage, ob die Tarife geändert werden sollten, zu berücksichtigen sind."

Abschließend bleibt festzuhalten, dass die Leitlinien zur Verordnung 1228/2003/EG hauptsächlich die Übertragungsnetzbetreiber und in gewissen Artikel auch die nationalen Regulierungsbehörden ansprechen. Trotz der gemeinsamen Vorgaben durch EU-Richtlinien und EU-Verordnungen gibt es im Bereich des Engpassmanagements nationale Unterschiede. Insbesondere behördliche Strukturen sind für die Umsetzung der Verordnungen und Leitlinien von hoher Bedeutung, da jeder nationale Übertragungsnetzbetreiber und jede nationale Energiebörse an die nationalen Gesetze und Regeln gebunden ist (cf. [4], Seite 16ff.).

Die Einbindung der Regierungen der Mitgliedsstaaten in den Entwicklungsprozess zum Engpassmanagement wird durch die "Electricity Regional Initiative" (ERI) der ERGEG³ forciert. In sieben definierten Marktregionen, sog. "Regional Energy Markets" (REM), wird unter Einbindung der nationalen Regulierungsbehörden, der nationalen Übertragungsnetzbetreiber, der Energiebörsen, unabhängiger Institute und anderer Marktakteure über relevante Fragestellungen zu den Themen Engpassmanagement, Transparenz, Koordinierung und Harmonisierung der Marktregeln diskutiert. Im Florence Forum, welches einbis zweimal jährlich stattfindet, werden die Fortschritte der einzelnen Regionen präsentiert, Studien vorgestellt und Entwicklungsszenarien festgelegt.

In Abstimmung mit den Zielen der EU, verfolgen auch die Länder in Süd-Ost-Europa die Schaffung eines regionalen Energiemarktes. Lang- oder mittelfristig soll eine Einbindung in den IEM stattfinden. Um dies zu realisieren wurde im Oktober 2005 die Energy Community⁴ gegründet. Die beteiligten Länder Albanien, Bosnien Herzegowina, Bulgarien, Kroatien, Montenegro, FYROM (Makedonien), Rumänien, Republik Serbien und UNMIK (Kosovo)

³ http://www.energy-regulators.eu (European Regulators' Group for Electricity and Gas)

⁴ http://www.energy-community.org

haben sich dabei vertraglich⁵ zur Erreichung folgender Hauptziele bekannt (cf. [5], Seite 4, Artikel 2):

- Investitionsanreize in Energieerzeugungsanlagen und Übertragungs- und Verteilnetze, um zuverlässige und stabile Versorgung zu gewährleisten,
- Schaffen eines ganzheitlichen Energiemarktes, welcher grenzüberschreitenden Energiehandel und Integration in den EU-Markt erlaubt,
- Gewährleistung der Versorgungssicherheit,
- Verbesserung der Umweltsituation in Bezug auf die Energieversorgungsstrukturen der Region und
- Marktdominanz vermeiden und Wettbewerb fördern.

Die ECRB⁶ – Energy Community Regulatory Board – ist eine Institution der Energy Community, welche vergleichbar mit der ERGEG die nationalen Regulierungsbehörden bzw. Wettbewerbsbehörden vereint. Die ECRB ist ihrerseits wiederum in folgende, für die Elektrizitätswirtschaft relevante Arbeitsgruppen gegliedert.

- Electricity Working Group (EWG): Die Mission der EWG besteht in der Bildung eines effizienten und wettbewerbsorientierten Elektrizitätsmarktes unter Berücksichtigung der Verordnung 1228/2003/EG und der dazugehörigen Leitlinien 2006/770/EG (cf. [6]).
- South East Europe Coordinated Auction Office Implementation Group (SEE CAO IG): Im April 2007 wurde diese Arbeitsgruppe im Zuge des 10. Athens Forum gegründet, um das angestrebte Ziel der Einrichtung eines "coordinated auction office" (CAO) in der Region Süd-Ost-Europa (SEE) zu erreichen. Durch diese Zentralisierung erhofft sich die ECRB eine bessere Kapazitätsnutzung bei gleichbleibender Systemsicherheit sowie eine Harmonisierung der Marktregeln (cf. [6]).

Vergleichbar mit dem Florence Forum gibt es auch für die Mitgliedsländer der Energy Community ein Forum (Athens Forum), welches ein- bis zweimal jährlich stattfindet.

-

⁵ Treaty establishing the Energy Community

⁶ http://www.ecrb.eu/

2 Methodische Vorgehensweise zur Simulation verbundener Elektrizitätsmärkte

Es ist Ziel eines Marktes, die Wohlfahrt zu maximieren; damit ist gleichbedeutend, dass stets die billigsten Anbieter (in Elektrizitätsmärkten entsprechend die Kraftwerksbetreiber und Importeure) die Nachfrage decken. Betrachtet man nun mehrere Märkte (Länder bzw. Marktzonen), welche durch Übertragungsleitungen verbunden sind, so wird die Gesamtwohlfahrt maximal, wenn die billigsten Kraftwerke die maximal mögliche Nachfrage (je nach Markträumungspreis) decken, jedoch unter der Nebenbedingung, dass die maximal zulässige Übertragungskapazität (NTC bzw. available transfer capacity ATC) nicht überschritten werden darf.

2.1 Mathematische Formulierung des Optimierungsproblems

Die Wohlfahrt ist die Summe von Produzentenrente (PR) und Konsumentenrente (KR). Die Maximierung der Gesamtwohlfahrt bedeutet somit Maximierung der Fläche zwischen der Angebots- und Nachfragekurve für alle beteiligten Märkte gleichzeitig.

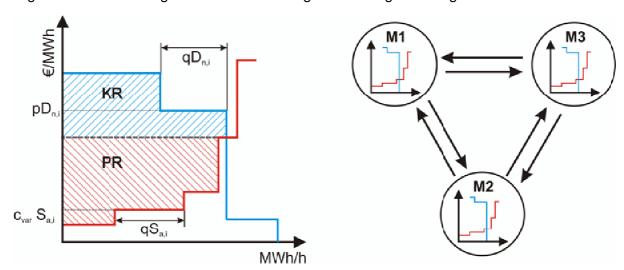


Abbildung 2-1: Marktdarstellung durch Angebot und Nachfrage

Aufgrund der kurzfristigen Betrachtung der Elektrizitätsmärkte wird eine sehr unelastische Nachfragekurve⁷ angenommen.

i, j...Markt

n...Nachfrageblock

a...Angebotsblock

 $qD_{n,i}$...Menge des zugeschlagenen Nachfrageblocks n in Markt i (quantity demand)

 $q\mathcal{S}_{a,i}...\textit{Menge des zugeschlagenen Angebotsblockes a in Markt i} \ (\textit{quantity supply})$

pD_{n i}...Preis des Nachfrageblockes n in Markt i

*c*_{var}S_{a,i}...variable Erzeugungskosten des Angebotsblockes a in Markt i

import(i, j)...Importe in Markt i aus Markt j

export(i, j)...Exporte aus Markt i in Markt j

⁷ Hohe Elastizitäten zeigen an Strommärkten nur Industriekunden mit Eigenerzeugungsanlagen, diese treten jedoch nur bei sehr niedrigen Marktpreisen auf.

Seite 6 von 19

Zielfunktion:
$$max \left\{ \sum_{i} \left[\sum_{n} (qD_{n,i} \cdot pD_{n,i}) - \sum_{a} (qS_{a,i} \cdot c_{var}S_{a,i}) \right] \right\}$$

Ein zugeschlagener Nachfrageblock ist ein tatsächlich versorgter Block der Nachfragekurve. Ein zugeschlagener Angebotsblock ist ein tatsächlich laufendes Kraftwerk aus der Angebotskurve. In der Regel wird der Fall eintreten, dass bestimmte Blöcke nur teilweise zugeschlagen werden, so zum Beispiel Angebotsblock Nummer 4 in Abbildung 2-1.

Zusätzlich zur Zielfunktion müssen Nebenbedingungen eingeführt werden, welche den Lösungsraum begrenzen.

Nebenbedingung *NB1* besagt, dass in jedem Marktgebiet i ein Gleichgewicht zwischen den zugeschlagenen Angebotsmengen, den zugeschlagenen Nachfragemengen, den Exporten aus dem Marktgebiet und den Importen in das Marktgebiet bestehen muss.

NB1:
$$\sum_{a} qS_{a,i} - \sum_{n} qD_{n,i} + \sum_{j \neq i} import(i,j) - \sum_{j \neq i} export(i,j) = 0 \qquad \forall i$$

Nebenbedingung *NB2* formuliert die technische Restriktion, welche durch die Leitungsgebundenheit des Energietransfers zwischen den Marktgebieten eingehalten werden muss. Der saldierte Energiefluss auf einer Leitung darf die vom ÜNB festgelegte Übertragungskapazität auf dieser Leitung nicht überschreiten. Die Nebenbedingung ist richtungsabhängig, d.h. sie ist für alle Kombinationen von i und j definiert, ausschließlich jener wo i gleich j ist.

NB2:
$$export(i, j) - import(i, j) \le NTC(i, j)$$
 $\forall (i, j | i \ne j)$

Der Algorithmus ist so definiert, dass zusätzlich zur Maximierung der Gesamtwohlfahrt die Austauschmengen minimiert werden. Ringflüsse, sog. Loop flows, sind daher ausgeschlossen.

Die zu optimierenden Variablen sind: qD_{n,i}, qS_{a,i}, export(i, j) und import(i, j)

Für das Modell wurden folgende vereinfachende Annahmen getroffen:

- Stundengebote als einfachste Gebotsstruktur (keine "fill-or-kill" Blockgebote)
- Implizite Versteigerung der Netzkapazitäten (Energie und Kapazität werden gemeinsam versteigert) ohne Berücksichtigung der Liquidität der Elektrizitätsmärkte⁸ in den simulierten Ländern.
- Die Kapazitätszuweisung erfolgt ausschließlich implizit, d.h. jeglicher grenzüberschreitender Stromhandel findet ausschließlich über die implizite Auktion statt.
- Vernachlässigung der Netzverluste.
- Die netzregelungstechnischen und stabilitätstechnischen Anforderungen für einen sicheren Netzbetrieb sind gewährleistet, solange die vom Übertragungsnetzbetreiber angegebenen NTCs nicht überschritten werden.

⁸ Liquide Börsen bzw. Stromhandelsplätze sind eine wesentliche Voraussetzung für die Anwendung der impliziten Auktion der Übertragungskapazität.

Seite 7 von 19

Lineare Optimierungsmodelle sind durch die Zielfunktion, die einzuhaltenden Nebenbedingungen und die zu optimierenden Variablen mathematisch vollständig beschrieben. Die Lösung erfolgt mit Hilfe der Optimierungssoftware GAMS IDE unter Verwendung des Solvers CPLEX für lineare Optimierungsprobleme.

Im ersten Modell werden die Export- und Importmengen unter den gegebenen Annahmen und Nebenbedingungen berechnet. Im zweiten Modell erhalten diese Mengen ihren tatsächlichen Preis, mit welchem sie in der Merit Order des jeweiligen Marktgebietes eingehen. Exporte treten als Nachfrage im Exportmarkt und Importe als Angebote im Importmarkt auf. Als Ergebnis werden die Markträumungspreise der einzelnen Märkte sowie die Wohlfahrtsanteile der Marktakteure an der Gesamtwohlfahrt berechnet.

3 Anschauungsbeispiel

In diesem Abschnitt wird das Modell anhand eines einfachen Beispiels mit drei Marktgebieten dargestellt. Grundsätzlich könnte jedes der drei Marktgebiete seinen Verbrauch durch den eigenen Kraftwerkspark decken. Der wesentliche Unterschied zwischen den Marktgebieten besteht in der Kostenstruktur. Marktgebiet M1 verfügt über sehr kostengünstige Anbieter, während Marktgebiet M2 vergleichsweise teure Kraftwerkskapazitäten besitzt. Die Preise der Angebotskurve in Marktgebiet M3 liegen zwischen jenen von M1 und M2. Die Marktgebiete sind durch drei Leitungen miteinander verbunden, die folgende Übertragungskapazitäten (net transfer capacities, NTCs) besitzen:

 $NTC_{1-2}=NTC_{2-1}=30 \text{ MW}$ $NTC_{1-3}=NTC_{3-1}=120MW$ $NTC_{2-3}=NTC_{3-2}=50MW$

Ziel des Anwendungsbeispiels ist die anschauliche Darstellung der Auswirkungen auf die Gesamtwohlfahrt durch

- Einführen von kostenpflichtiger Nutzung der Leitung (Szenario A) und
- kostenpflichtige Leitungsnutzung und Erhöhen der Leitungskapazität (Szenario B)

im Vergleich zu dem Basisszenario aus Kapitel 3.1.

Des Weiteren soll gezeigt werden, wie sich die Gesamtwohlfahrt je nach Szenario auf die einzelnen Marktakteure verteilt. Als Marktakteure treten Konsumenten, Produzenten, Übertragungsnetzbetreiber und Stromhandelsunternehmen auf. Als Stromhandelsunternehmen werden in diesem Anschauungsbeispiel nur jene Marktakteure bezeichnet, welche grenzüberschreitenden Stromhandel betreiben. Die Gesamtwohlfahrt verteilt sich so auf die Marktteilnehmer, dass der Netzbetreiber jenen Teil erhält, welcher sich aus der kostenpflichtigen Leitungsnutzung und der entsprechenden Exportmengen auf den Leitungen ergibt. Die Stromhändler erhalten jenen Teil, welcher sich aus der Marktpreisdifferenz (abzüglich des Preises für die Leitungsnutzung) und der Austauschenergiemenge zwischen den Märkten ergibt. Der Rest der Gesamtwohlfahrt teilt sich entsprechend den Angebots- und Nachfragekurven auf die Produzenten und Konsumenten auf. Die Höhe der einzelnen Anteile der Akteure an der Gesamtwohlfahrt ist abhängig von den gewählten (fiktiven) Preisannahmen und daher nicht repräsentativ für die Praxis. Abschließend werden die grundlegenden Erkenntnisse aus den verschiedenen Szenarien zusammengefasst.

3.1 Basisszenario

Abbildung 3-1 zeigt die Lastflüsse der einzelnen Leitungen und deren Auslastung, sowie die Leistungsbilanzen und Markträumungspreise (market clearing price, MCP) in den einzelnen Marktgebieten.

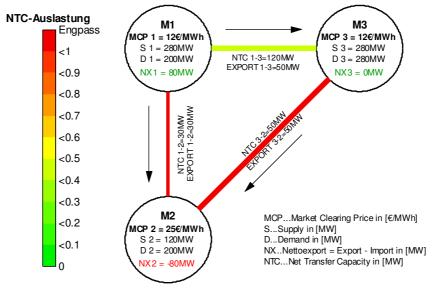


Abbildung 3-1: Ergebnisse des Basisszenarios

Die Leitung zwischen Marktgebiet M1 und Marktgebiet M3 ist nicht voll ausgelastet. Da kein Engpass besteht bilden beide Marktgebiete denselben Markträumungspreis von 12 €/MWh (MCP₁ = MCP₃). Auf den Leitungen 1-2 und 3-2 liegt eine Engpasssituation vor, dies bedeutet eine vollständige Auslastung der verfügbaren NTC. Die zwei durch den Engpass getrennten Marktgebiete entwickeln unterschiedliche Marktpreise (MCP₂ > MCP_{1,3}). Der Export erfolgt dabei in ökonomisch effizienter Weise vom Niederpreisgebiet zum Hochpreisgebiet.

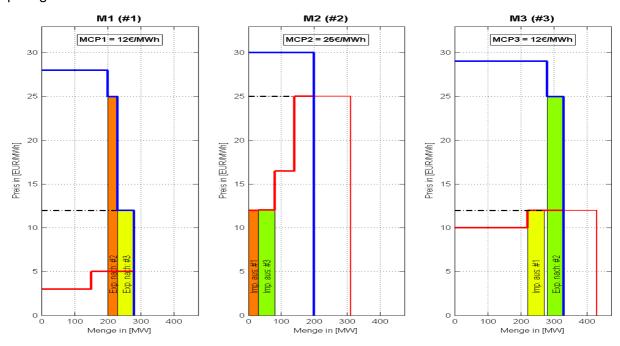


Abbildung 3-2: Bildung des MCPi in den einzelnen Märkten im Basisszenario

Abbildung 3-2 zeigt die Bildung der Markträumungspreise in den einzelnen Marktgebieten. Exporte treten als zusätzliche Nachfrage im exportierenden Markt auf, Importe als zusätzliches Angebot im importierenden Markt. Ein Stromhändler generiert in Marktgebiet M3 eine Nachfrage von 50 MW (grüner Balken in M3) mit einem Preis von 25 €/MWh (MCP in M2). Dieselbe Menge bietet er in Marktgebiet M2 (grüner Balken in M2) für 12 €/MWh (MCP in M3) an.

Tabelle 3-1: Aufteilung der Gesamtwohlfahrt auf die einzelnen Marktakteure im Basisszenario

Gesamtwohlfahrt	13.210,00 €
Übertragungsnetzbetreiber	0,00€
Stromhändler	1.039,50 €
Produzentenrente (PR)	3.208,50 €
Konsumentenrente (KR)	8.962,00 €

Tabelle 3-1 zeigt die Aufteilung der Gesamtwohlfahrt auf die Marktakteure. Die Übertragungsnetzbetreiber schöpfen in diesem Beispiel keine Wohlfahrt ab, da die Stromhändler die Leitung unentgeltlich nutzen können.

3.2 Szenario A: Beispiel mit kostenpflichtiger Nutzung der Leitungen

In diesem Szenario A wird angenommen, dass für die Nutzung der Leitungen ein Entgelt von 5 €/MWh zu entrichten ist. Unverändert bleiben die Angebots- und Nachfragekurven in den einzelnen Märkten, sowie die Übertragungskapazitäten der dazwischenliegenden Verbindungsleitungen.

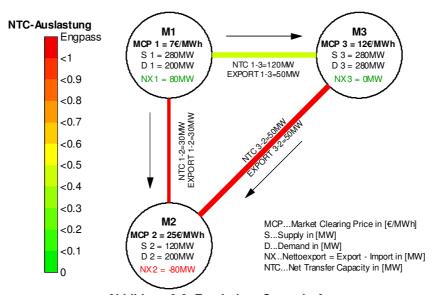


Abbildung 3-3: Ergebnisse Szenario A

Die Leitung zwischen Markt M1 und M3 ist nicht ausgelastet. Durch die Kosten für die Leitungsnutzung ergibt sich trotzdem ein Preisunterschied von 5 €/MWh (MCP₁ ≠ MCP₃). Markt M2 ist wie im Basisszenario durch Engpässe von seinen Nachbarmärkten M1 und M3 getrennt. Entsprechend unterschiedlich sind die Markträumungspreise (MCP₂ > MCP₃ > MCP₁)

In diesem fiktiven Beispiel wurde angenommen, dass auch die Nutzung nicht voll ausgelasteter Leitungen kostenpflichtig ist. Am Ende dieses Kapitels wird noch näher darauf

eingegangen, welche Marktpreise sich ergeben würden, wenn nur die Nutzung der engpassbehafteten Leitungen kostenpflichtig wäre.

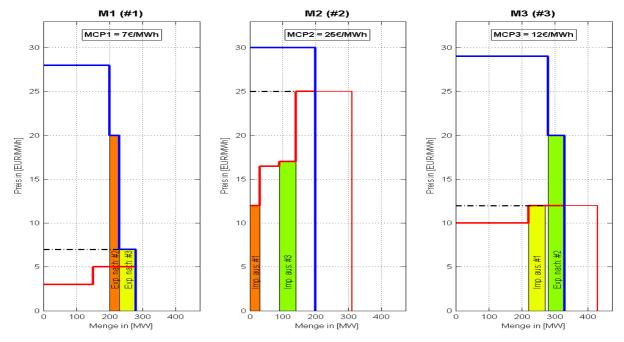


Abbildung 3-4: Bildung des MCPi in den einzelnen Märkten im Szenario A

Im Vergleich mit dem Basisszenario werden dieselben Energiemengen auf den Leitungen übertragen und dieselben Kraftwerke kommen zum Einsatz. Entsprechend kommt es unter den gewählten Annahmen zu keiner Veränderung der Gesamtwohlfahrt. Eine Verringerung der Wohlfahrt tritt ab einem Entgelt von 7 €/MWh für die Leitungsnutzung ein, da dies einen veränderten Kraftwerkseinsatz zur Folge hat. Dieser Grenzwert berechnet sich aus der Differenz zwischen dem Preis des letzten eingesetzten Kraftwerks in M3 (12 €/MWh) und dem Preis des letzten eingesetzten Kraftwerkes in M1 (5 €/MWh). Der Export von M1 nach M3 würde sich nicht mehr rentieren. Dementsprechend würde ein billiges Kraftwerk aus M1 durch ein teureres aus M3 ersetzt werden und die Gesamtwohlfahrt sinken.

In diesem Szenario A, mit 5 €/MWh hingegen erfolgt eine Umverteilung der Anteile an der Gesamtwohlfahrt zwischen den einzelnen Marktakteuren, dies ist in Tabelle 3-2 dargestellt. Die Übertragungsnetzbetreiber schöpfen einen Teil der Wohlfahrt von den Stromhändler und den Produzenten ab.

Tabelle 3-2: Aufteilung der Gesamtwohlfahrt auf die einzelnen Marktakteure im Basisszenario und im Szenario A

	Basisszenario	Szenario A
Konsumentenrente (KR)	8.962,00 €	9.960,00 €
Produzentenrente (PR)	3.208,50 €	1.810,00 €
Stromhändler	1.039,50 €	790,00 €
Übertragungsnetzbetreiber	0,00 €	650,00 €
Gesamtwohlfahrt	13.210,00 €	13.210,00 €

Wie bereits erwähnt, wurde in diesem Szenario A angenommen, dass auch die Nutzung nicht voll ausgelasteter Leitungen kostenpflichtig ist. Wäre nur die Nutzung der Engpassleitungen (Leitung 1-2 und Leitung 3-2) kostenpflichtig, so hätten Markt M1 und M2 wiederum denselben Markträumungspreis von 12 €/MWh wie im Basisszenario. Die Wohlfahrtsanteile

der Konsumenten und Produzenten blieben, ebenso wie die Gesamtwohlfahrt, im Vergleich mit dem Basisszenario unverändert. Die Umverteilung der Wohlfahrt würde ausschließlich vom Stromhändler zum Übertragungsnetzbetreiber stattfinden. Im Vergleich mit Szenario A würde der Anteil des Übertragungsnetzbetreibers sinken, da er mit den Austauschmengen auf Leitung 1-3 nichts mehr verdienen würde. In diesem Fall, würde eine Verringerung der Wohlfahrt ab einem Entgelt für die Leitungsnutzung von 13 €/MWh auftreten.

Wie im Kapitel 1.1 beschrieben, sind die Übertragungsnetzbetreiber durch die Verordnung 1228/2003/EG Artikel 6 Absatz 6 zur zweckmäßigen Verwendung der Einnahmen aus dem Engpassmanagement verpflichtet. "Netzinvestitionen für den Erhalt oder Ausbau von Verbindungsleitungen" (cf. [1], Artikel 6 Absatz 6) stellen einen von drei möglichen, bereits genannten, Verwendungszwecken dar. Die Auswirkungen dieser Investitionen werden im folgenden Szenario B aufgezeigt.

3.3 Szenario B: Beispiel mit kostenpflichtiger Leitungsnutzung und mit Erhöhung der Kapazitäten

Zusätzlich zu den 5 €/MWh für die Leitungsnutzung wird nun die Leitungskapazität zwischen M3 und M2 von 50 MW auf 120 MW ausgebaut.

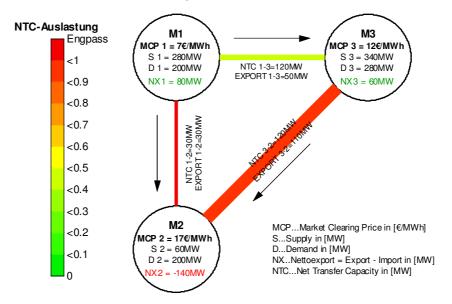


Abbildung 3-5: Ergebnisse Szenario B

Durch den Leitungsausbau wird der Engpass auf Leitung 3-2 behoben. Entsprechend unterscheiden sich alle drei Marktpreis nur um die Kosten der Kapazitätsnutzung (5 €/MWh). Wie im Szenario A ist auch im Szenario B die Nutzung sowohl von Engpassleitungen als auch von nicht voll ausgelasteten Leitungen kostenpflichtig.

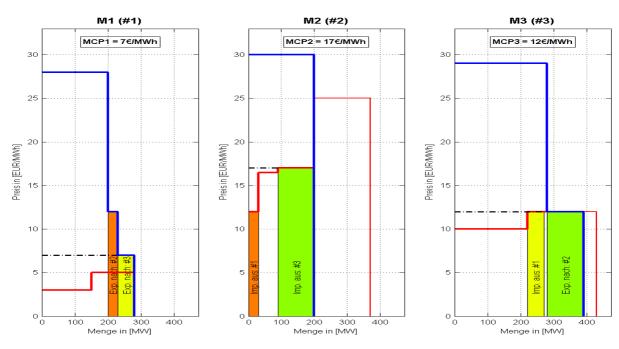


Abbildung 3-6: Bildung des MCPi in den einzelnen Märkten im Szenario B

Die Ergebnisse dieses Szenarios sind in Tabelle 3-3 zusammengefasst und dem Basisszenario und Szenario A gegenübergestellt.

Tabelle 3-3: Aufteilung der Gesamtwohlfahrt auf die einzelnen Marktakteure im Basisszenario, im Szenario A und im Szenario B

	Basisszenario	Szenario A	Szenario B
Konsumentenrente (KR)	8.962,00 €	9.960,00 €	11.560,00 €
Produzentenrente (PR)	3.207,20 €	1.810,00 €	1.330,00 €
Stromhändler	1.040,80 €	790,00 €	150,00 €
Übertragungsnetzbetreiber	0,00 €	650,00 €	950,00 €
Gesamtwohlfahrt	13.210,00 €	13.210,00 €	13.990,00 €

Aufgrund des Leitungsbaus steigt im Vergleich mit dem Basisszenario die Gesamtwohlfahrt. Durch die höhere Übertragungskapazität zwischen Markt M3 und Markt M2 kann entsprechend mehr Energie übertragen werden. Damit lässt sich der Anstieg des Anteils der Übertragungsnetzbetreiber an der Gesamtwohlfahrt von Szenario A auf Szenario B erklären.

Während die Konsumentenrente im Verlauf des Anschauungsbeispiels jeweils gestiegen ist, sind die Produzentenrente⁹ und der Anteil der Stromhändler jeweils gefallen. Dies hängt damit zusammen, dass die Nachfragen stets vollständig gedeckt und gleichzeitig durch die Szenarien die Mengen der eingesetzten Kraftwerke beeinflusst wurden.

Seite 13 von 19

⁹ Anmerkung: Der volkswirtschaftliche Begriff Produzentenrente ist im vorliegenden Beispiel als der betriebswirtschaftliche Deckungsbeitrag zu verstehen, den die Kraftwerksbetreiber erzielen, wenn sie an den Strombörsen zu variablen Erzeugungskosten anbieten. Da die Fixkosten der Unternehmen nicht bekannt sind kann keine Aussage über die tatsächlich erzielten Gewinne oder Verluste getroffen werden.

3.4 Zusammenfassung und Schlussfolgerung aus dem Anschauungsbeispiel

Aus dem Anschauungsbeispiel lassen sich folgende Erkenntnisse ableiten:

- Erhöhung der Übertragungskapazitäten (z.B. durch Leitungsausbau) zwischen den Märkten steigert die Gesamtwohlfahrt.
- Durch das Einführen von Preisen für die Leitungsnutzung erfolgt eine Umverteilung der Anteile der einzelnen Marktakteure an der Gesamtwohlfahrt. Diese Umverteilung findet insbesondere vom Stromhändler hin zum Übertragungsnetzbetreiber statt.
- Durch das Einführen von Preisen für die Leitungsnutzung können die Übertragungsnetzbetreiber ihren Anteil an der Wohlfahrt beeinflussen. In der Realität bildet sich der Kapazitätspreis in Auktionen.
- Moderate Preise für die Leitungsnutzung bei Engpässen führen kaum zu Wohlfahrtsverlusten, sondern zu einer Umverteilung zwischen den Marktakteuren.
- Sind die Preise für die Leitungsnutzung so hoch, dass sich der Energieaustausch auf bestimmten Leitungen nicht mehr rentiert, dann ändert sich der eingesetzte Kraftwerkspark. Die Folge ist, dass billigere Kraftwerke durch teure ersetzt werden und die Gesamtwohlfahrt sinkt. Durch den Wegfall von unrentabel gewordenen Exporten sinkt auch die Wohlfahrt der Übertragungsnetzbetreiber.
- Eine Bepreisung von nicht ausgelasteten Leitungskapazitäten führt zur Bildung von unterschiedlichen Preiszonen in einem zuvor einheitlichen Markt.

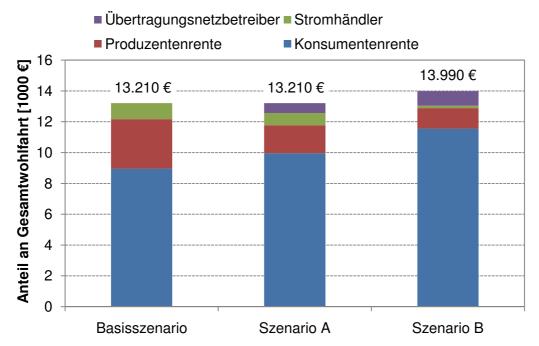


Abbildung 3-7: Vergleich der Wohlfahrtsanteile des Basisszenario mit Szenario A, B und C

Abschließend bleibt festzuhalten, dass es sich bei diesem Anschauungsbeispiel um ein fiktives Beispiel handelt. Die Aufteilung der Anteile an der Gesamtwohlfahrt zwischen den Marktakteuren hängt von den getroffenen (fiktiven) Preisannahmen ab. Daher lassen sich aus den dargestellten Szenarien keine exakten Rückschlüsse auf reale Verhältnisse ziehen.

4 Beispiel Süd-Ost-Europa

Das folgende Beispiel zeigt die Anwendung des beschriebenen Modells auf die Region Süd-Ost-Europa (SEE). Dabei werden folgende Länder berücksichtigt: Slowenien, Ungarn, Kroatien, Bosnien Herzegowina, Serbien, Rumänien, Bulgarien, Montenegro, Albanien, Makedonien und Griechenland. Die Systemgrenze bilden die Grenzen zu den Ländern Italien, Österreich, Slowakei, Ukraine und Moldawien; entsprechende Exporte bzw. Importe wurden im der Modellierung berücksichtigt [7]. Als Übertragungsstruktur wurde nur das Übertragungsnetz mit 380/220kV modelliert. Die NTCs basieren auf den veröffentlichten Daten der Übertragungsnetzbetreiber in den jeweiligen Ländern und unterscheiden sich zum Teil stark von den von ETSO veröffentlichten Halbjahreswerten der Übertragungskapazitäten und auch den tatsächlichen Lastflüssen (cf. [7], [8], [9]).

4.1 Szenario mit kostenloser Leitungsnutzung

Abbildung 4-1 zeigt das Simulationsergebnis für eine Peak-Periode im Winter 2007 (oben) und im Sommer 2007 (unten) bei kostenloser Leitungsnutzung. Entsprechend der UCTE-Statistik [7] wurden die Importe bzw. Exporte in bzw. aus den Ländern an der Systemgrenze berücksichtigt. Ebenso aus der UCTE-Statistik stammen die Verbrauchsdaten der einzelnen Länder. Es wird angenommen, dass innerhalb der einzelnen Landesgrenzen keine Engpässe auftreten. Die Auswirkungen des CO₂-Handels auf die variablen Erzeugungskosten fossil befeuerter Kraftwerke werden im Modell nicht berücksichtigt.

Basierend auf einem theoretischen Kraftwerkseinsatz und der entsprechenden Nachfrage zeigen die Ergebnisse für den simulierten Fall im Winter 2007 drei getrennte Marktgebiete A, B und C. Die Länder Slowenien, Ungarn, Kroatien, Bosnien Herzegowina, Serbien, Montenegro, Albanien, Makedonien und Griechenland bilden das Marktgebiet A mit einem Markträumungspreis von 51,1 €/MWh. Mit einem Markträumungspreis von 23,8 €/MWh bildet Rumänien Marktgebiet B und Bulgarien Marktgebiet C mit 23,7 €/MWh. Sowohl Rumänien als auch Bulgarien sind Nettoexporteure und haben daher einen entsprechend niedrigeren Preis als Marktgebiet A.

In der Realität zeigt sich für die simulierte Region ein Energietransport vom Norden nach Süden und vom Osten in den Westen, wobei die Republik Serbien in geografisch zentraler Lage als Drehscheibe fungiert. Die im Modell ermittelten Energietransporte stimmen mit den in der Realität auftretenden Lastflüssen bis auf die Ausnahmen an den Grenzen Ungarn – Serbien und Bosnien – Kroatien in ihrer Richtung überein. Abweichungen sind darauf zurückzuführen, dass für das Modell ein effizienzorientierter und idealer Markt angenommen wird und daher zum Beispiel arbeitsmarktpolitische Einflüsse auf den Kraftwerkseinsatz oder bilaterale Marktabkommen, welche in der Realität vorkommen, nicht berücksichtigt werden. Überdies reagiert das Modell sehr sensibel auf den zur Verfügung stehenden Kraftwerkspark jedes Landes, so dass sich beispielsweise Kraftwerksausfälle oder Wartungen entsprechend auf die Ergebnisse auswirken können.

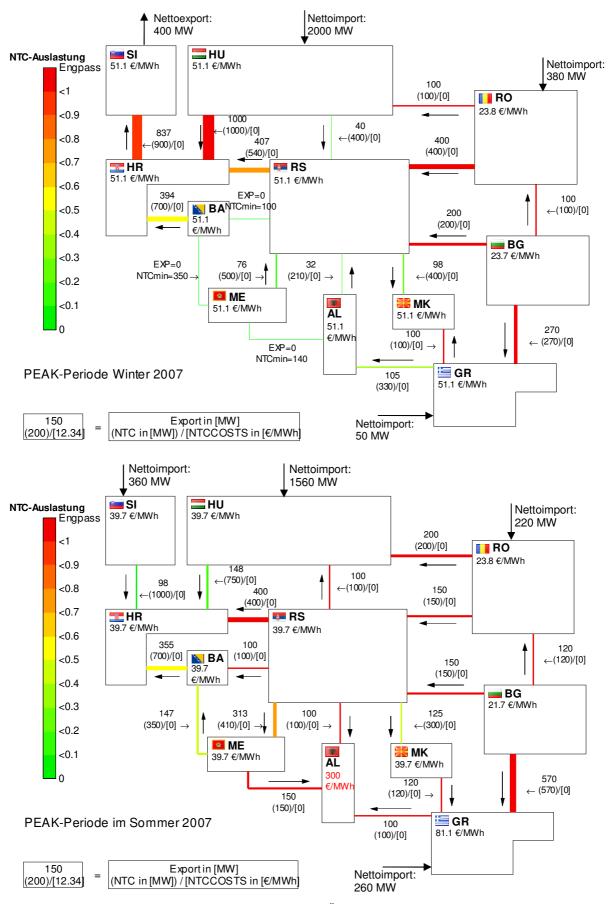


Abbildung 4-1: Auswirkung von Engpässen auf den Übertragungskapazitäten auf die theoretischen Markträumungspreise in der Region Süd-Ost-Europa (ohne Kosten für die Leistungsnutzung) Peak-Periode Winter 2007 (oben) und Peak-Periode Sommer 2007 (unten).

Im simulierten Fall "Peak-Periode im Sommer 2007" kann Albanien, trotz Importen aus den Grenzländern, den eigenen Bedarf nicht vollständig decken. In Griechenland tritt die Jahresspitze im Sommer auf, was einen entsprechend hohen Markträumungspreis zur Folge hat. Auch Griechenland ist von seinen Nachbarländern durch Engpässe beeinträchtigt und bildet ein eigenes Marktgebiet.

4.2 Szenario mit kostenpflichtiger Leitungsnutzung

Durch die kostenpflichtige Leitungsnutzung soll der Anteil der Übertragungsnetzbetreiber an der Gesamtwohlfahrt maximiert werden, ohne dass die Gesamtwohlfahrt sinkt. Daher wird nur die Nutzung jener Leitungen kostenpflichtig, welche einen Engpass aufweisen und zwischen den Marktgebieten liegen. Eine kostenpflichtige Nutzung von voll ausgelasteten Leitungen innerhalb eines Marktgebietes, wie zum Beispiel die Leitung von Griechenland nach Makedonien (vgl. Abbildung 4-1 oben), würde zu einer Verdrängung des Energietransfers auf andere Leitungen führen und u.U. neue Engpässe erzeugen.

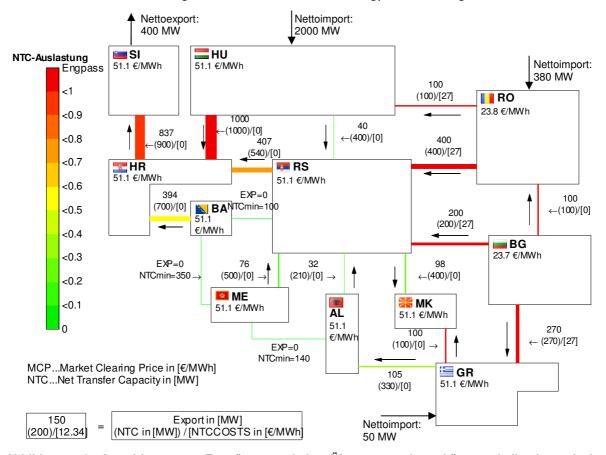


Abbildung 4-2: Auswirkung von Engpässen auf den Übertragungskapazitäten auf die theoretischen Markträumungspreise in der Region Süd-Ost-Europa Peak-Periode Winter 2007 (mit Engpassbepreisung)

Der Preisunterschied zwischen den zwei Marktgebieten spiegelt den Wert des Engpasses wider. Ein sinnvolles Entgelt für die Leitungsnutzung ist daher geringer als der Preisunterschied zwischen den jeweils betrachteten Marktgebieten. Nur so ist gewährleistet, dass der Export vom Niedrigpreismarkt in den Hochpreismarkt durchgeführt wird, der Kraftwerkseinsatz unverändert bleibt und daher auch die Gesamtwohlfahrt konstant bleibt. Die Marktpreisdifferenz zwischen Markt A und Markt B beträgt 27,3 €/MWh. Für die Leitungen RO-HU und RO-RS ist daher ein Entgelt unter 27,3 €/MWh sinnvoll. Die Marktpreisdifferenz

zwischen Markt B und C beträgt lediglich 0,1 €/MWh. Eine kostenpflichtige Nutzung dieser Verbindungsleitung BG-RO würde in diesem Beispiel nur geringfügig zur Wohlfahrt für den Übertragungsnetzbetreiber beitragen. Für die Nutzung der Leitungen RO-HU, RO-RS, BG-GR und BG-RS wurde für die Simulation ein Entgelt von 27 €/MWh eingeführt.

Abbildung 4-2 zeigt die sich ergebenden Lastflüsse bei kostenpflichtiger Nutzung der vollständig ausgelasteten Übertragungskapazitäten. Im Vergleich mit Abbildung 4-1 (oben) erkennt man, dass sich die ausgetauschten Energiemengen nicht verändert haben. Nach wie vor bilden sich drei Marktgebiete mit jeweils unterschiedlichen Markträumungspreisen. Durch diese Verlagerung der Anteile an der Gesamtwohlfahrt von den Stromhändlern hin zu den Übertragungsnetzbetreibern steigen deren Einnahmen der Übertragungsnetzbetreiber aus dem Engpassmanagement.

5 Zusammenfassung

Gemäß den rechtlichen Rahmenbedingungen durch die EU-Verordnung 1228/2003/EG sind marktorientierte Engpassmanagementmethoden für den grenzüberschreitenden Stromhandel vorgeschrieben. Aufgrund der Aktualität der Thematik rund um das Engpassmanagement wurde ein Modell zur Maximierung der Gesamtwohlfahrt entwickelt.

Mit Hilfe des entwickelten Optimierungsalgorithmus wurden zunächst anhand eines Anschauungsbeispiels die Zusammenhänge zwischen Markträumungspreise, Übertragungskapazitäten, Bepreisung der Leitungen und Gesamtwohlfahrt untersucht. Die wichtigsten Erkenntnisse daraus sind:

- Die Marktpreisdifferenz zwischen zwei Marktgebieten stellt die obere Grenze für ein sinnvolles Entgelt für die Leitungsnutzung dar. Bei der kostenpflichtigen Nutzung von voll ausgelasteten Leitungen zwischen zwei Marktgebieten bleibt die Gesamtwohlfahrt konstant. Es kommt jedoch zu einer Umverteilung der Wohlfahrt vom Stromhandel hin zum Übertragungsnetzbetreiber.
- Durch die Bepreisung nicht voll ausgelasteter Leitungen sinkt die Gesamtwohlfahrt.
- Kapazitätsausbau steigert die Gesamtwohlfahrt. Die Wohlfahrtsanteile der Übertragungsnetzbetreiber können zu Gunsten der Gesamtwohlfahrt sinnvoll in den Netzausbau investiert werden (cf. [1] Artikel 6 Absatz 6).

Eine Anwendung des Algorithmus auf die Region Süd-Ost-Europa zeigt die Bildung von Teilmärkten aufgrund von Engpässen auf manchen Übertragungsleitungen. Die Simulation kann den realen Energieaustausch in der Region gut nachbilden, nur an den Grenzen Ungarn – Serbien und Bosnien – Kroatien weichen die Ergebnisse von der Realität ab. Die von den Übertragungsnetzbetreibern monatlich veröffentlichten NTC-Werte zeigen oft große Unterschiede zu den tatsächlichen ausgetauschten Energiemengen laut UCTE (cf. [7]) und auch zu den von der ETSO veröffentlichten Halbjahreswerten (cf. [8], [9]).

In Anbetracht der gegebenen Datenunsicherheit liefert das angewandte Modell großteils mit dem realen Leistungsaustausch übereinstimmende Ergebnisse.

6 Literaturverzeichnis

- 1. Amtsblatt der Europäischen Union. Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel. Brüssel, 2003.
- 2. **Amtsblatt der Europäischen Union.** Beschluss der Kommission zur Änderung des Anhanges zur Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel. Brüssel, 2006.
- 3. **Kristiansen, Tarjei.** Corss- Border transmission capacity allocation mechanisms in South East Europe. Energy Policy 35 S. 4611-4622. Oslo: ELSEVIER, 2007.
- 4. CONSENTEC Consulting für Energiewirtschaft und -technik GmbH. Towards a common co-ordinated regional congestion management method in Europe. Aachen, 2007.
- 5. **Energy Community.** *Treaty establishing the Energy Community.* Athen, 2005.
- 6. **ECRB Energy Community Regulatory Board.** http://www.ecrb.eu/. [Online] 2008. [Zitat vom: 29. 12 2008.]
- 7. **UCTE.** Statistical Yearbook 2007. Brüssel, 2007.
- 8. **ETSO.** Indicative values for NTC in Europe Summer 2007, working days, peak hours (non binding values).
- 9. **ETSO.** Indicative values for NTC in Europe Winter 2006/2007, working days, peak hours (non binding values).
- 10. Amtsblatt der Europäischen Union. Richtlinie 2003/54/EG des Europäischen Parlamentes und des Rates vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG. Brüssel, 2003.
- 11. Haubrich, Hans-Jürgen; Hinüber, Gerd; Mirbach, Tobias; Tersteegen, Bernd. *Technische Fragen beim Open Market Coupling OMC.* Aachen, 2006.