



Ökonomische Bewertung verschiedener Engpassmanagementmethoden

BERICHT FÜR DIE BUNDESNETZAGENTUR

November 2006

Ökonomische Bewertung verschiedener Engpassmanagementmethoden

Executive summary.....	1
1 Einleitung.....	5
1.1 Hintergrund.....	5
1.2 Projektauftrag.....	8
1.3 Vorgehensweise.....	8
2 Methodik – Handelsvorteile durch OMC.....	11
2.1 Referenz- und Alternativszenarien.....	11
2.2 Methodik zur Nutzenabschätzung im Überblick.....	13
2.3 Geographische Abdeckung der Analyse.....	18
3 Ergebnisse – Handelsvorteile durch OMC.....	21
3.1 Effizienzgewinn durch Einführung des OMC.....	21
3.2 Effizienzgewinne durch Erweiterung um ein PTDF-Modell.....	23
3.3 Zusammenfassung und Einordnung der Ergebnisse.....	25
4 Nettoeffekt des OMC.....	29
4.1 Zusatzkosten des OMC.....	29
4.2 Nettowohlfahrtseffekt.....	30
5 Ausgestaltungsoptionen und qualitative Erwägungen.....	35
5.1 Ausgestaltungsoptionen.....	35
5.2 Wettbewerbliche Verträglichkeit (Compliance).....	39
5.3 Qualitative Aspekte.....	44
6 Schlussbetrachtung.....	53
Literaturverzeichnis.....	57

Annex 1: Detaillierung der Methodik zur Abschätzung von Nutzen und Kosten.....	59
Annex 2: Simulation des Intraday-Marktes	67
Annex 3: Detaillierung des PTDF-Ansatzes.....	75
Annex 4: Verwendete Daten	81
Annex 5: Studie von Energinet.dk zum Market Coupling an der Grenze D-DK.....	85
Annex 6: Indikative Verteilungswirkungen	87

Ökonomische Bewertung verschiedener Engpassmanagementmethoden

Abbildung 1: Gegenwärtige EPM Regimes an den deutschen Außengrenzen	6
Abbildung 2: Vorgehensweise im Überblick	9
Abbildung 3: Betrachtete Szenarien	12
Abbildung 4: Nicht genutzte Kapazität in effizienter Richtung an der Grenze D–NL im Jahr 2005.....	14
Abbildung 5: Schematische Darstellung der Methodik zur Nutzenabschätzung	16
Abbildung 6: Berücksichtigung der Preiselastizitäten – Fallunterscheidung schematisch	17
Abbildung 7: Nutzenzuwachs im Erzeugungssystem Szenario 2 ggü. Szenario 1 und Status Quo.....	22
Abbildung 8: Nutzenzuwachs in Szenario 3 und 4 ggü. Szenario 1/2 bei gemeinsamer Betrachtung der Grenzen D-F und D-NL.....	24
Abbildung 9: Theoretisch verfügbare und wirtschaftlich nutzbare Netzkapazität an der Grenze D-NL	27
Abbildung 10: Konservative Abschätzung des Nutzenzuwachses durch Verwendung von NECs.....	47
Abbildung 11: Schematische Darstellung der Methodik zur Nutzenabschätzung	60
Abbildung 12: Zusatznutzen durch OMC als Kosteneinsparung – schematisch	60
Abbildung 13: Abbildung des Kostendiagramme zweier Länder in Form einer NEC	61
Abbildung 14: Berücksichtigung der Preiselastizitäten – schematische Fallunterscheidung.....	62
Abbildung 15: Annäherung einer Nettoexportkurve.....	64
Abbildung 16: Verfahrensüberblick.....	69
Abbildung 17: Kurzfristig verfügbare Kraftwerksleistung in positiver Richtung für einen Arbeitstag im Herbst in Deutschland.....	71
Abbildung 18: Über peak Zeiten gemittelte verfügbare Kraftwerksleistung in positiver Richtung	73
Abbildung 19: Beispiel zur Kapazitätsverschiebung durch PTDF	77
Abbildung 20: Einfluss der Allokationsmodelle auf den Netto-Wohlfahrteffekt	78

Abbildung 21: Ermittlung der nicht genutzten Kapazität.....	82
Abbildung 22: Berücksichtigung möglichen Intraday-Handels.....	83
Abbildung 23: Jahresmittelwerte der Börsenpreise der verschiedenen Szenarien	87
Abbildung 24: Quartals-Mittelwerte der Börsenpreise der verschiedenen Szenarien.....	88
Tabelle 1: Überblick über Datenlage für Nutzenabschätzung.....	19
Tabelle 2: Jährliche Kosten der Errichtung eines Auction Office	30
Tabelle 3: Beispiel der verfügbaren NEC-Daten - Illustration.....	63

Executive summary

HINTERGRUND UND PROJEKTAUFTRAG

Die EU-Richtlinie 1228 aus dem Jahr 2003 schreibt für die Vergabe grenzüberschreitender Stromleitungskapazitäten marktbasierende Verfahren vor. In der Folge wurde von den Marktteilnehmern in Europa eine Reihe verschiedener Methoden zum Engpassmanagement (EPM) diskutiert und – neben den bereits praktizierten Auktionen (z.B. an der Grenze D-DK) – an weiteren Grenzen eingeführt.

Im Ergebnis wiesen die praktizierten Verfahren mit separaten Auktionen für explizite Kapazitätsrechte und für Energie Ineffizienzen auf. Diese manifestierten sich in ungenutzter Kapazität zwischen zwei Ländern trotz Preisdifferenzen zwischen den Energiemärkten. Mitunter kam es auch zu Kapazitätsnutzung in der „falschen Richtung“, also in Richtung einer Niedrigpreiszone.

Analytische Überlegungen legten nahe, dass durch eine Koppelung von Kapazitäts- und Energieauktionen derartige Ineffizienzen vermieden werden können. Bei derartigen Auktionen dient die Nutzung von Kapazitätsrechten dem verbesserten grenzüberschreitenden Clearing zwischen Handelsplätzen (z.B. Strombörsen). Teilnehmer am Energiemarkt partizipieren über die Energiebörsen implizit an der Nutzung der Kuppelkapazität an den Grenzen. Daher spricht man hier auch von impliziten Kapazitätsauktionen

In diesem Zusammenhang wurde in Deutschland das Verfahren des Open Market Coupling (OMC)¹ diskutiert. Bei diesem Verfahren werden explizite und implizite Auktionen kombiniert. Daher spricht man auch von einem „Hybridmodell“.

Während durch die Synchronisation von Energie- und Kapazitätsmärkten eine effizientere Nutzung der grenzüberschreitenden Leitungen erzielt werden kann, ist die Etablierung einer impliziten Auktion kosten- und zeitaufwändiger als eine explizite Auktion. Dies liegt unter anderem daran, dass die Schaffung einer Abwicklungsstelle (eines Auction Office) notwendig wird.

Die Bundesnetzagentur hat vor diesem Hintergrund das Konsortium von Frontier Economics (London/Köln), Consentec (Aachen) und IAEW (Aachen) damit beauftragt, den möglichen Effizienzgewinn abzuschätzen, der durch OMC relativ zu einem Regime mit expliziten Auktionen erzielt werden kann. Dabei sollte in Abweichung vom Status Quo vorausgesetzt werden, dass in jedem Fall ein grenzüberschreitender Intraday-Handel existiert. Weiterhin war zu untersuchen, ob OMC kompatibel mit den derzeitigen Marktarrangements und den Anforderungen aus der Richtlinie EC 1228/2003 ist, und welche Ausgestaltungsmöglichkeiten sich für eine Implementierung bieten.

¹ Vorgestellt z.B. von der EEX anlässlich des EU-Mini-Forums zum Thema Engpassmanagement in Helsinki am 19. Januar 2005, download: http://ec.europa.eu/energy/electricity/florence/doc/mini_fora/helsinki/eex.pdf

ERGEBNISSE DER QUANTITATIVEN UNTERSUCHUNG

Die Ergebnisse der quantitativen Abschätzung des Nutzenzuwachses deuten darauf hin, dass die Einführung von OMC tatsächlich Wohlfahrtsgewinne erlaubt. Insbesondere lässt sich folgern:

- Durch die geplante Einführung von grenzüberschreitendem Intraday-Handel können bereits Effizienzpotenziale bei der Vergabe von Kapazitätsrechten ausgeschöpft werden (d.h. einige der beobachteten Ineffizienzen expliziter Auktionen abgebaut werden).
- Durch die Einführung von OMC können (allein an den Grenzen Richtung F und NL und auf Basis von Daten für 2005) zusätzliche Optimierungspotenziale in der Größenordnung von € 8-12 mio/Jahr realisiert werden. Dieses zusätzliche Potenzial entsteht, da nicht alle Kraftwerkskapazitäten so flexibel eingesetzt werden können, dass sie kurzfristig („intraday“) zu einer Optimierung beitragen können. Diese Kapazitäten können am effizientesten im Rahmen einer synchronisierten Energie- und Kapazitätsauktion day-ahead eingeplant werden.
- Die Einführung eines Kapazitätsmodells unter Beachtung zu erwartender Lastflüsse (so genanntes Power Transfer Distribution Factor (PTDF) Modell) erlaubt die Realisierung weiterer Effizienzgewinne, sowohl im Fall expliziter Auktionen als auch bei OMC. Die Vorteile des PTDF-Modells werden im Fall eines perfekten Intraday-Marktes weitestgehend auf Intraday-Basis und nicht über das OMC realisiert. Ist der Intraday-Markt hingegen nicht perfekt, können die Vorteile des PTDF-Modells über das OMC-Verfahren ausgeschöpft werden.
- Die Zusatzkosten der Schaffung eines Auction Office bei Einführung von OMC liegen bei weniger als € 1 mio/Jahr.
- Damit würde die Einführung eines OMC Mechanismus z.B. an den Grenzen Richtung NL und F Nettowohlfahrtsgewinne in Höhe von € 7-11 mio/Jahr nach sich ziehen.
- Die grundsätzlichen Effizienzvorteile von OMC gegenüber expliziten Auktionen bestehen unabhängig davon, ob systematische Preisdifferenzen zwischen Ländern bestehen, solange kurzfristige Preisschwankungen zwischen den jeweiligen Ländern auftreten.

Die quantitative Abschätzung der Effizienzgewinne basierte auf der Schätzung der zusätzlichen Handelsgewinne unter OMC relativ zu einem Referenzszenario mit expliziten Auktionen. Diese Schätzung erfolgte dabei unter sehr konservativen Annahmen (d.h. die Vorteile des OMC wurden tendenziell unterschätzt). Im Referenzszenario (und auch im Szenario mit OMC) wurde z.B. die Existenz eines perfekten grenzüberschreitenden Intraday-Marktes unterstellt, über den bereits umfangreiche Optimierungspotenziale ausgeschöpft werden könnten. In einem solchen perfekten Intraday-Markt müssten Kapazitäten über implizite Auktionen vergeben werden, und sie müssten in Form von Kapazitätspflichten in einem liquiden Markt gehandelt werden, in dem alle neuen Transaktionen laufend in das System eingepflegt werden, um die jeweils

verfügbaren Übertragungskapazitäten in Echtzeit fortlaufend neu zu ermitteln. Kommt der Intraday-Markt nicht oder ist er nicht entsprechend perfekt, würden die durch OMC realisierbaren Optimierungspotenziale höher ausfallen als von uns geschätzt.

Eine Abschätzung, wie sich die Vorteile des OMC auf verschiedene Stakeholder verteilen, war nicht Gegenstand dieses Gutachtens.

COMPLIANCE

Dem vorliegenden ökonomischen Gutachten gingen ein juristisches und ein ingenieurwissenschaftliches Gutachten voraus. Während insbesondere im juristischen Gutachten ein Großteil der rechtlichen Aspekte des OMC erörtert wurde, wird in dieser Studie ergänzend die Kompatibilität alternativer Engpassmanagementregimes mit den Anforderungen aus dem Regulierungsumfeld geprüft. Hierbei zeigt sich:

- Sowohl explizite Kapazitätsauktionen also auch das Open Market Coupling (OMC) sind kompatibel mit der Verordnung EC 1228/2003, die marktorientierte Zuteilungsverfahren an engpassbehafteten Grenzen vorsieht. Diese Einschätzung gilt sowohl im Hinblick auf die allgemeinen Grundsätze für das Engpassmanagement (Art. 6 der Verordnung) als auch hinsichtlich der Anforderungen an die Transparenz des Verfahrens.
- OMC ist kompatibel mit Vorrangregeln für Einspeisemodelle z.B. für Windenergie in Deutschland.
- OMC kann einen Beitrag leisten zur Unterminierung strategischen Anbieterverhaltens (wo dies vorliegt). Insbesondere wird durch die Synchronisation von Kapazitäts- und Energiemarkt das Potenzial für strategische Verhaltensweisen reduziert.

AUSGESTALTUNGSMÖGLICHKEITEN

Für die Implementierung des OMC bestehen zahlreiche Ausgestaltungsoptionen:

- Geographische Reichweite –
 - Die zunächst nächstliegende Ausgestaltungsoption dürfte jene des OMC an den Grenzen zu Frankreich, den Niederlanden und ggf. Dänemark bzw. Nordpool sein. Nicht nur existieren in allen genannten Ländern liquide Stromgroßhandelsmärkte und Engpässe auf den grenzüberschreitenden Kuppelleitungen, sondern es ist auch geplant, an anderen Außengrenzen dieser Länder implizite Auktionen für grenzüberschreitende Leitungskapazitäten einzuführen (z.B. trilaterales Market Coupling zwischen Belgien, Frankreich und den Niederlanden und Market Coupling zwischen Norwegen und den Niederlanden über das geplante NorNed Kabel) bzw. es existieren bereits Mechanismen für den grenzüberschreitenden Stromhandel mittels impliziter Auktionen (z.B. Schweden-Deutschland über das Kontek Kabel).
 - Eine Ausdehnung von OMC auf weitere Länder wird derzeit noch durch fehlende liquide Großhandelsmärkte bzw. Handelsplattformen in der Schweiz, Tschechien und Polen erschwert. Allerdings ist zu bedenken, dass sich eine entsprechende Liquidität durch die Einführung eines OMC mit diesen Ländern entwickeln könnte.

- Zwischen Deutschland und Österreich liegen derzeit keine Kapazitätsengpässe vor, so dass sich an dieser Grenze auch nicht die Frage nach einer Engpassbewirtschaftung stellt.
- Auch innerhalb Deutschlands wäre die Anwendung eines OMC-Ansatzes denkbar, sollten in Zukunft systematische Engpässe innerhalb Deutschlands auftreten. Mit impliziten Auktionsverfahren innerhalb eines Landes liegen z.B. bereits Erfahrungen aus Norwegen und aus Italien vor.
- Die Aufteilung der Engpassrenten, die beim OMC anfallen, könnte einerseits anhand ökonomischer Indikatoren über die Wertigkeit der Engpässe und andererseits lastflussbasiert erfolgen. Darüber hinaus sind mittels Gewichtungen und Kombinationen von Methoden diverse Untervarianten denkbar. Letztlich ist es eine Frage der Gewichtung der jeweiligen Vor- und Nachteile sowie Anreizwirkungen, welche Methode – oder Methodenkombination – aus regulatorischer Sicht zu favorisieren wäre.

SCHLUSSFOLGERUNG

Das Gutachten kommt zu dem Schluss, dass die Einführung von OMC auch bei konservativer Schätzung Nettowohlfahrtsgewinne von ca. € 7-11 mio/Jahr erwarten lässt, wenn man alleine die Grenzen nach Frankreich und den Niederlanden betrachtet. Die Ausweitung auf weitere Grenzen würde tendenziell einen höheren Nutzenzuwachs erwarten lassen, während die Zusatzkosten nahezu unverändert blieben.

Das Verfahren ist kompatibel mit den regulatorischen Rahmenbedingungen sowohl auf europäischer Ebene (insbesondere Verordnung 1228/2003) als auch auf nationaler Ebene (z.B. Einspeisevorrang für erneuerbare Energien).

1 Einleitung

1.1 HINTERGRUND

Die EU-Richtlinie 1228 aus dem Jahr 2003 schreibt für die Vergabe grenzüberschreitender Übertragungskapazitäten marktbasierende Verfahren vor. In der Folge wurde von den Marktteilnehmern in Europa eine Reihe verschiedener Methoden zum Engpassmanagement (EPM) diskutiert und neben den bereits praktizierten Auktionen für Kuppelleitungskapazität an weiteren Grenzen eingeführt.²

An den deutschen Außengrenzen wurden im Jahr 2006 neben den schon praktizierten expliziten Auktionen für Übertragungsrechte Richtung DK, NL, PL und CZ weitere explizite Auktionen an den Grenzen zu F und CH eingeführt, an denen Engpässe auftreten können (Abbildung 1). Bei expliziten Auktionen werden die Übertragungskapazitäten im Vorfeld des eigentlichen Stromhandelsgeschäfts versteigert, entweder jeweils durch die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) auf beiden Seiten der Grenze („bilaterale“ explizite Auktion) oder durch das Zusammenwirken mehrerer ÜNB („koordinierte“ explizite Auktion).³

² Für einen Überblick über mögliche Verfahren zum Engpassmanagement siehe Frontier Economics/Consentec (2004) „Analysis of cross-border congestion management methods“, download: http://ec.europa.eu/energy/electricity/publications/doc/ec_congestion_management_methods_final_report_june2004.pdf.

³ Der Begriff der „koordinierten“ expliziten Auktionen wird in dieser Studie im Sinne der Notwendigkeit der koordinierten Berechnung der Kapazität verwendet (siehe z.B. BNetzA (2005): „Regulatorische Fragen zur geplanten Auktion an der deutsch-schweizerischen Grenze“, Präsentation vom 25. November 2005, http://www.enbw.com/content/de/netznutzer/media/pdf/engpass_auktion/1_Bundesnetzagentur.pdf). Alternativ wird der Begriff der koordinierten Auktion auch mit der Versteigerung von Kuppelleitungskapazität über eine einheitliche Plattform assoziiert (siehe z.B. Schwarz/Lang (2006): „Europäische Stromerzeugungsmärkte am Beispiel Zentraleuropas: Stand der Integration und Handlungsbedarf“, Arbeitspapier Universität Erlangen, April 2006 (<http://www.economics.phil.uni-erlangen.de/forschung/energie/abstracts/integration.pdf>)).

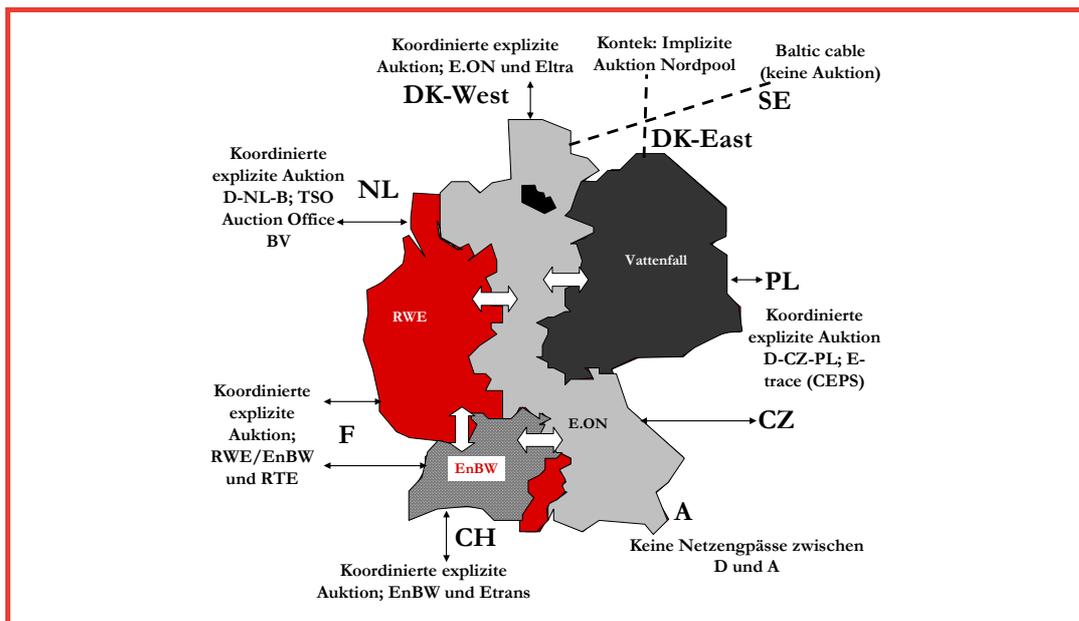


Abbildung 1: Gegenwärtige EPM Regimes an den deutschen Außengrenzen

Quelle: Frontier Economics / Consentec /IAEW

Im Ergebnis wiesen die praktizierten Verfahren mit separaten Auktionen für explizite Kapazitätsrechte und für Energie bestimmte Ineffizienzen auf, insbesondere hervorgerufen durch

- die fehlende Möglichkeit eines Saldierens („Nettings“) von Kapazitätsrechten in unterschiedliche Richtungen⁴;
- sowie Ineffizienzen in der Nutzung der Kapazitäten durch das zeitliche Auseinanderfallen von Kapazitätserwerb und Energieauktion.

Diese manifestierten sich in ungenutzter Kapazität zwischen zwei Ländern trotz Preisdifferenzen zwischen den Energiemärkten. Mitunter kam es auch zu Kapazitätsnutzung in der „falschen Richtung“, also in Richtung einer Niedrigpreiszone (dies wird exemplarisch für die Grenze D-NL in Abbildung 4 weiter unten illustriert).

Analytische Überlegungen legten nahe, dass durch eine Koppelung von Kapazitäts- und Energieauktionen derartige Ineffizienzen vermieden werden können. Bei derartigen Auktionen dient die Nutzung von Kapazitätsrechten dem verbesserten grenzüberschreitenden Clearing zwischen Handelsplätzen (z.B. Strombörsen). Teilnehmer am Energiemarkt partizipieren über die Energiebörsen implizit an der Nutzung der Kuppelkapazität an den Grenzen. Daher spricht man hier auch von impliziten Kapazitätsauktionen

⁴ Bei expliziten D-1 Auktionen von Kapazitätsrechten kann der ÜNB die Akquisition von Übertragungsrechte in unterschiedlicher Richtung nicht saldieren, da er nicht weiß, ob die D-1 erworbenen Rechte auch tatsächlich genutzt werden.

Vor diesem Hintergrund wurden verschiedene Formen von impliziten Auktionen diskutiert, in Deutschland vor allem die Sonderform des Open Market Coupling⁵ (OMC), einer Kombination von expliziten und impliziten Auktionen (auch sog. Hybridmodell). Insbesondere sieht das OMC vor, neben den bisher praktizierten expliziten Auktionen für kurz- und langfristige grenzüberschreitende Kapazitätsrechte zeitgleich implizite Auktionen für kurzfristige Kapazitätsrechte (z.B. auf D-1 Basis) durchzuführen.

FUNKTIONSWEISE DES OPEN MARKET COUPLINGS (OMC)

Beim OMC werden nach D-1 Handelsschluss von den am grenzüberschreitenden Market Coupling beteiligten Börsen die aggregierten Kauf- und Verkaufskurven an das Auction Office übermittelt. Das Auction Office vergleicht sodann, welche Gleichgewichtspreise sich entsprechend dieser Kauf- und Verkaufskurven an den nationalen Börsen eingestellt hätten.

Gleichzeitig erhält das Auction Office für den Fall unterschiedlicher Marktpreise in den einzelnen Handelszonen das Recht, an den teilnehmenden Börsen noch jeweils ein preisunabhängiges Kauf- oder Verkaufsgebot abzugeben. Dabei tritt das Auction Office jedoch nicht als Käufer oder Verkäufer von Energie auf, der Saldo aller Gebote ergibt sich also zu Null. Die Gebotsmenge der abzugebenden Gebote wird stattdessen in Kenntnis der vorhandenen Übertragungskapazität, dem Verlauf der aggregierten Gebotskurven sowie der expliziten Gebote für D-1 Kapazitätsrechte so gewählt, dass die Wohlfahrt der am Auktionsprozess beteiligten Händler, d. h. die Summe aus Konsumenten- und Produzentenrente, im OMC-Gebiet maximiert wird. Das bedeutet, dass durch diese Gebote entweder eine vollständige Preiskonvergenz in den betrachteten Zonen (im Fall hinreichender Transportkapazität) oder eine vollständig effiziente Ausnutzung der vorhandenen begrenzten Übertragungskapazitäten aus Niedrigpreisgebieten in Hochpreisgebiete erreicht wird.

Beim OMC konkurrieren die explizit abgegebenen Kapazitätsgebote direkt mit den impliziten Kapazitäts- und Energiegeschäften. Ein Zuschlag erfolgt abhängig vom Beitrag zur (volkswirtschaftlichen) Wohlfahrt. Insbesondere werden jedoch die expliziten Kapazitätsgebote zugeschlagen, deren Gebotspreis höher ist als die nach OMC verbleibende Preisdifferenz zwischen zwei Zonen. Letztere spiegelt den volkswirtschaftlichen Wert des verbleibenden Engpasses wieder.

Auf Basis der ursprünglich von den Marktteilnehmern eingestellten Kauf- und Verkaufgebote sowie der vom Auction Office übermittelten preisunabhängigen Gebote wird schließlich in jeder teilnehmenden nationalen Börse das lokale Clearing durchgeführt. Die preisunabhängigen Gebote des Auction Office bewirken dabei, dass in Ländern mit (ursprünglich) niedrigem Preisniveau ein Einspeise- und in Ländern mit (ursprünglich) hohem Preisniveau ein Entnahmeüberschuss entsteht.

⁵ Vorgestellt wurde OMC von der EEX anlässlich des EU-Florenz-Mini-Forums zum Thema Engpassmanagement in Helsinki am 19. Januar 2005, download: http://ec.europa.eu/energy/electricity/florence/doc/mini_fora/helsinki/eex.pdf

Bei impliziten Auktionen werden der Erwerb der Übertragungskapazität und der Handel von Energie (d.h. das Stromhandelsgeschäft) synchronisiert. Während durch diese Synchronisation eine bessere Nutzung der grenzüberschreitenden Leitungen erzielt werden kann (siehe hierzu Kapitel 3), ist die Etablierung einer impliziten Auktion kosten- und zeitaufwändiger als eine explizite Auktion, unter anderem deshalb, weil die Schaffung einer Abwicklungsstelle (eines Auction Office) notwendig wird (siehe hierzu Kapitel 4).

1.2 PROJEKTAUFTRAG

Vor diesem Hintergrund hat die Bundesnetzagentur (BNetzA) das Konsortium von Frontier Economics (Köln/London), Consentec (Aachen) und IAEW (Aachen) damit beauftragt, verschiedene Engpassmanagement-Methoden einer ökonomischen Bewertung zu unterziehen. Insbesondere sollten die Kosten der Etablierung eines Auction Office im Rahmen eines OMC Modells den zu erwartenden Effizienzgewinnen gegenübergestellt werden.⁶

Das vorliegende ökonomische Gutachten wurde im Nachgang zu jeweils einem juristischen⁷ und einem technischen⁸ Gutachten erstellt, die die rechtliche sowie die verfahrenstechnische Machbarkeit des OMC beleuchtet haben.

Für die ökonomische Bewertung verschiedener Engpassmanagementmethoden wurden von der BNetzA die folgenden Arbeitsschritte vorgeschlagen:

- A1 Gesamtwirtschaftliche Effizienz
- A2 Machbarkeit und Kosten
- A3 Transparenz und Wettbewerbskonformität
- A4 Kosten der Etablierung eines Auction Office

Der Projektauftrag wurde durch die in Abbildung 2 illustrierte Vorgehensweise umgesetzt.

1.3 VORGEHENSWEISE

Zunächst wurden die zu untersuchenden Szenarien definiert, die sowohl die Referenzsituation als auch mögliche Weiterentwicklungen (Alternativmodelle) festlegten. Auf Basis historischer Daten, die den Zeitraum Januar 2005 bis Dezember 2005 (bzw. teilweise bis März 2006) abdecken, wurde quantitativ abgeschätzt, im welchem Umfang es bei alternativen Modellen zu Effizienzverbesserungen kommt (Nutzenzuwachs), und in welchem Verhältnis

⁶ Eine Darstellung, wie sich die ökonomischen Zusatznutzen alternativer Verfahren auf die Marktteilnehmer verteilen, war nicht Bestandteil des Projekts. Allerdings gehen wir im Rahmen der Vorstellung der Ergebnisse auf diesen Aspekt indikativ ein.

⁷ Kühling et al (2006) „Rechtsgutachten über die Etablierung eines Auction Office im Rahmen des Open Market Coupling“.

⁸ IAEW (2006) „Technische Fragen beim Open Market Coupling“.

die Nutzenzuwächse zu den Mehrkosten des Alternativmodells (hervorgerufen z.B. durch Einrichtung eines Auction Office) stehen.

Von dem Nutzenzuwachs werden die direkten Kosten der Schaffung und des Betriebs eines Auction Office abgezogen, um den Nettowohlfahrtseffekt zu bestimmen.

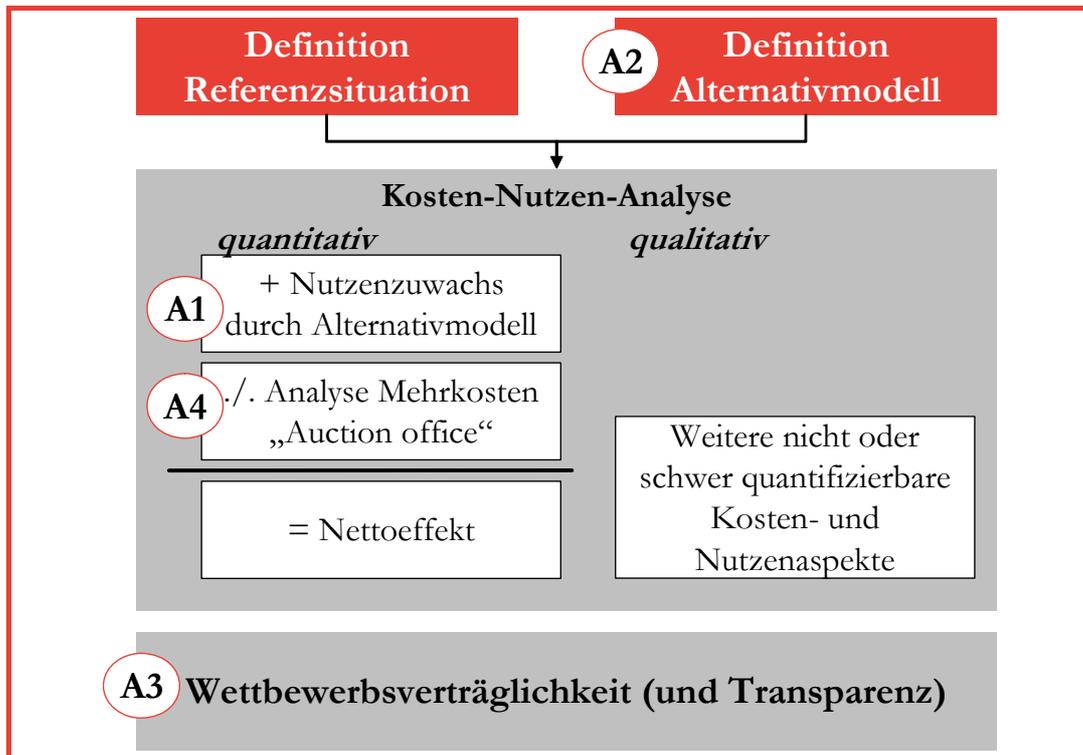


Abbildung 2: Vorgehensweise im Überblick

Quelle: Frontier Economics / Consentec / IAEW

Effekte, die sich nicht quantitativ modellieren lassen, bzw. die der quantitativen Analyse zugrunde liegenden Annahmen wurden verbal beschrieben und qualitativ bewertet. Ebenso wurden die Aspekte der Wettbewerbskonformität und der Transparenz des OMC Verfahrens qualitativ beschrieben.

Zwischenergebnisse der Studie wurden in 3 Sitzungen mit der BNetzA und der Studiengruppe Engpassmanagement vorgestellt und diskutiert. Im vorliegenden Bericht werden die Endergebnisse vorgestellt.⁹ Der Bericht gliedert sich wie folgt:

- In Abschnitt 2 werden die untersuchten Referenz- und Alternativmodelle vorgestellt sowie die Methodik, mit der diese Modelle bewertet werden.
- In Abschnitt 3 werden die quantitativen Ergebnisse der Nutzenabschätzung des OMC vorgestellt.

⁹ Die beinhaltet auch die Adressierung all jener Kommentare, die nach der Abschlusspräsentation von den Mitgliedern der Studiengruppe Engpassmanagement an die BNetzA gerichtet wurden.

- In Abschnitt 4 wird auf die Zusatzkosten des OMC eingegangen und der Nettowohlfahrtseffekt diskutiert.
- In Abschnitt 5 werden Ausgestaltungsoptionen der betrachteten EPM-Modelle diskutiert, es wird qualitativ auf die Aspekte der Wettbewerbsverträglichkeit und Transparenz eingegangen, und schließlich werden die wesentlichen Annahmen hinter den Berechnungen diskutiert.
- Abschnitt 6 schließt den Bericht mit einer kurzen Zusammenfassung der Ergebnisse ab.

2 Methodik – Handelsvorteile durch OMC

In diesem Abschnitt beschreiben wir zunächst das Referenzszenario. Im Anschluss daran werden alternative EPM Regimes spezifiziert, die dem Referenzszenario gegenübergestellt und deren Effizienzeigenschaften quantifiziert werden. Schließlich wird dargestellt, mit welcher Methodik deren Zusatznutzen bewertet wird.

2.1 REFERENZ- UND ALTERNATIVSZENARIEN

Das **Referenzszenario** (Szenario 1) beschreibt eine Ausgangssituation, auf deren Basis der Mehrnutzen alternativer Engpassmanagementverfahren, insbesondere des OMC, abgeschätzt wird. Im Referenzszenario wird das derzeitige Regime an den deutschen Außengrenzen nur insofern beschrieben, als von der Durchführung expliziter Auktionen für Kapazitätsrechte ausgegangen wird.

Weiterer Bestandteil des Referenzszenarios ist die Annahme eines Sekundärmarktes, der es dem Erwerber expliziter Rechte erlaubt, diese selbst zu nutzen oder an andere Marktteilnehmer weiterzuverkaufen (*use-it-or-sell-it* UIOSI).

Schließlich wird im Referenzszenario von der Existenz eines grenzüberschreitenden Intraday Marktes ausgegangen, durch den Händler oder Erzeuger kurzfristig auf Preisentwicklungen mit dem Einsatz zusätzlicher Erzeugungskapazitäten reagieren können. Tendenziell könnte durch einen Intraday-Markt ein Teil der im status-quo (d.h. D-1 ohne Intraday) vorhandenen Ineffizienzen behoben werden, indem ein Teil der im Status-quo – trotz Preisdifferenzen - freien Kapazität in effiziente Richtung genutzt wird (siehe hierzu auch Kapitel 3). Jedoch wird dieses Potenzial durch physikalische Randbedingungen eingeschränkt.¹⁰

Die Berücksichtigung des Intraday-Marktes im Referenzszenario stellte zum Zeitpunkt der Analyse die Vorwegnahme einer von den ÜNB in Deutschland und den Nachbarländern geplanten, aber noch nicht umgesetzten Entwicklung dar. Daher war es notwendig, die vorhandenen historischen Daten für die quantitative Parametrierung anzupassen, um das Optimierungspotenzial, welches bereits durch Intraday-Handel ausgeschöpft werden kann, herauszurechnen. Die Vorgehensweise zur Abschätzung der für Intraday-Handel verfügbaren Kraftwerkskapazitäten wird in Annex 2 zu diesem Bericht detailliert dargestellt.

¹⁰ Die physischen Randbedingungen werden durch den notwendigen Zeitraum zwischen Handelsende und Nominierung und durch die Fristigkeit einer Kraftwerkseinsatzplanung auf Seiten der Erzeuger gesetzt. Diese Restriktionen bedingen, dass nur bestimmte relativ flexible Erzeugungstechnologien als physische Anbieter am Intraday-Handel teilnehmen können. Dies begrenzt das Effizienzpotenzial, das unter den betrachteten Engpassmanagementregime bereits im Intraday-Markt optimiert werden kann. Eine Analogie des Intraday-Marktes für das Produkt Strom etwa mit dem kontinuierlichen Handel von Finanzkontrakten (z.B. der Konvergenz von Futures - und Kassa Kurs zum Lieferzeitpunkt hin) kann daher nicht gezogen werden. Diese Einschätzung wird auch durch die – relativ zum D-1 Markt – geringe Liquidität des kontinuierlichen Handels an der EEX nach Ende des D-1 Handels gestützt (sowohl was Handelsgeschäfte als auch Volumina betrifft). Die Entwicklung des per 25. September 2006 an der EEX neu gestarteten Intraday-Handel lässt sich zum Zeitpunkt der Niederschrift dieses Berichts (Oktober 2006) noch nicht beurteilen.

Dem Referenzszenario werden 3 **Alternativszenarien** gegenübergestellt, die mögliche Weiterentwicklungen des Engpassmanagements in Deutschland darstellen (Abbildung 3). Mögliche Entwicklungen richten sich insbesondere auf:

- das Allokationsverfahren – insbesondere wird für die Day-ahead-Allokation¹¹ die Einführung einer impliziten Auktion neben der derzeit praktizierten expliziten Auktion untersucht, was dem Verfahren des OMC entspricht (**Szenario 2**);
- das Verfahren zur Festsetzung der Kapazität – hier wird der Effekt der Einführung eines lastflussbasierten Kapazitätsmodells (auf Basis von „power transfer distribution factors“ oder kurz PTDF) abgeschätzt, mit dem die Zuordnung grenzüberschreitender Übertragungskapazitäten zu den einzelnen Ländergrenzen kurzfristig an die tatsächlich vorliegenden Gebote zum Kauf und Verkauf von Energie und die daraus resultierenden Lastflüsse angepasst werden können, wodurch eine noch effizientere Nutzung der Leitungskapazitäten ermöglicht werden kann (**Szenario 3**; detaillierte Informationen zum Konzept des PTDF Ansatzes finden sich in Annex 3);
- In Szenario 4 wird schließlich der Zusatznutzen berechnet, der durch die Kombination der in Szenario 2 und 3 vorgenommenen Erweiterungen entsteht, d.h. durch die Einführung des OMC *und* PTDF-basierter Kapazitätsvergabe (**Szenario 4**).

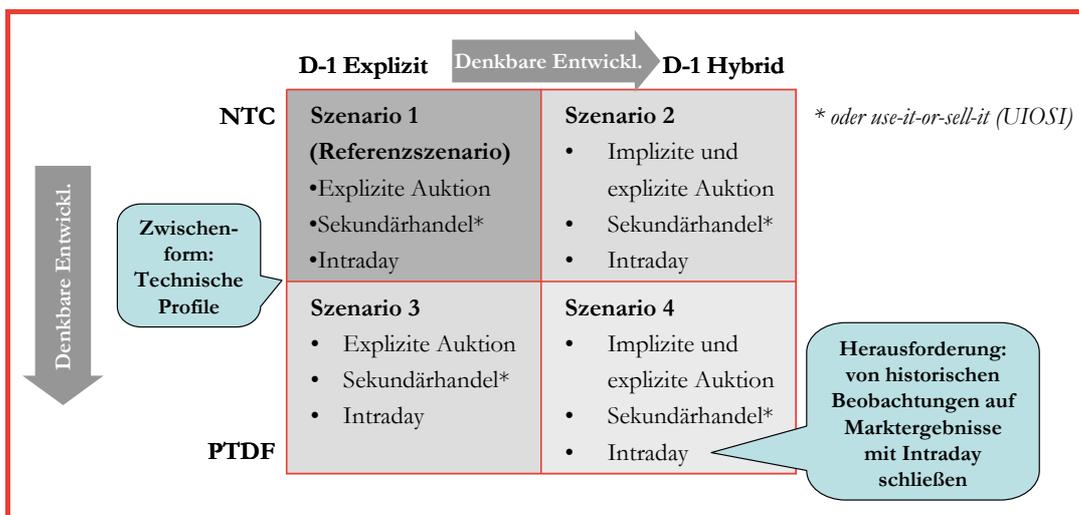


Abbildung 3: Betrachtete Szenarien

Quelle: Frontier Economics / Consentec / IAEW

¹¹ Auktionen für langfristige Kapazitätsrechte (z.B. Jahres- und Monatsrechte) sind auch im OMC-Konzept als explizite Auktionen vorgesehen.

Es sei angemerkt, dass von einer weiteren (noch feineren) Unterscheidung der Szenarien abgesehen werden kann. So ist insbesondere das Kapazitätsmodell der „technischen Profile¹²“ als Sonderfall entweder des NTC- oder des PTDF-Modells zu betrachten und wird somit durch die Bandbreite der Szenarien 1 und 3 abgedeckt.

Weiterhin dürfte eine Unterscheidung nach rein impliziten Auktionen und nach Hybridmodellen (d.h. der parallelen Anwendung expliziter und impliziter Auktionen) nur minimale Veränderungen mit sich bringen. Grundsätzlich lassen sich Hybridmodelle in 2 Kategorien unterscheiden:

- Implizite *und* explizite Auktionen für kurzfristige Kapazitätsrechte (z.B. D-1), explizite Auktionen für langfristige Kapazitätsrechte (z.B. Jahres- und Monatsrechte) – In diesem Fall dürften sich die Händler im D-1 Handel ohnehin auf implizite Auktionen konzentrieren, da implizite Auktionen für Händler weniger risikoreich sind als ein separater Erwerb reiner Kapazität mit zeitlicher Distanz zum eigentlichen Energiegeschäft.¹³
- Implizite Auktionen für kurzfristige Kapazitätsrechte (z.B. D-1), explizite Auktionen für langfristige Kapazitätsrechte (z.B. Jahres- und Monatsrechte) – In diesem Fall müssten D-1 Händler unweigerlich an einer impliziten Auktion teilnehmen.

Somit ist der Fall rein impliziter Auktionen und von Hybridmodellen in den Szenarien 2 und 4 abgedeckt. Insbesondere deckt das Szenario 2 somit auf alle Fälle die realistische Variante ab, bei der Kapazitäten auf Jahres- und Monatsbasis in expliziten Auktionen und Kapazitäten D-1 implizit vergeben werden (wobei offen bleiben kann, ob parallel auch explizite Auktionen auf D-1 Basis bestehen bleiben).

2.2 METHODIK ZUR NUTZENABSCHÄTZUNG IM ÜBERBLICK

Der zusätzliche Effizienzgewinn aus der Einführung des OMC relativ zum Referenzszenario resultiert aus einer Verringerung der Stromerzeugungskosten im europäischen Verbundsystem. Dieses Effizienz- bzw. Kostensenkungspotenzial kann anhand der Handelsgewinne abgeschätzt werden, die man hätte realisieren können, wenn im betrachteten Zeitraum (Januar bis Dezember 2005) eine implizite Auktion stattgefunden hätte.

¹² Beim Kapazitätsmodell „Technische Profile“ wird die gesamte Kapazität über mehrere Außengrenzen ermittelt, und die Kapazitätswerte werden vor der Kapazitätsauktion dann entweder auf einzelne Grenzen aufgeteilt (dies entspricht dem derzeitigen Verfahren an den Grenzen D-F-NL-CH) oder in der Allokation nicht als grenzweise, sondern kumulierte Restriktion des Austauschs über mehrere Grenzen verwendet (dies entspricht dem derzeitigen Verfahren an den Grenzen zwischen D, PL, CZ und SK). Beim PTDF Modell erfolgt die Kapazitätsaufteilung auf verschiedene Grenzen hingegen erst als integraler Bestandteil der Auktion.

¹³ Selbst wenn Händler von expliziten Auktionen Gebrauch machen, würde die implizite Kapazitätsvergabe als Korrektiv wirken, die möglichen Ineffizienzen einer expliziten Auktion entgegenwirkt.

Dass ein solches Effizienzpotenzial vorhanden ist, wird beispielhaft in Abbildung 4 illustriert: Hier werden für den Status quo (d.h. noch ohne Berücksichtigung des Intraday-Marktes) die Preisdifferenzen an der Grenze D-NL den jeweils freien Kuppelleitungskapazitäten in die jeweils profitable Richtung gegenübergestellt.¹⁴ Über einen Intraday-Markt kann ein Teil der Ineffizienzen behoben werden, indem kurzfristig verfügbare Kraftwerkskapazitäten im Niedrigpreisland eingesetzt und über die verbliebene freie Kapazität in das Hochpreisland verkauft werden. Für alle Datenpunkte, die auch unter Berücksichtigung des Intraday-Marktes noch nicht auf der Ordinate liegen, könnten über das OMC zusätzliche Handelsgewinne realisiert werden, da bei bestehenden Preisdifferenzen die kommerziell verfügbaren Kapazitäten teilweise ungenutzt bleiben. In einem perfekten Markt wäre zu erwarten, dass an Arbitragegeschäften interessierte Händler die Preisdifferenzen für weitere Transaktionen nutzen, bis sich die Preisunterschiede vollständig ausgleichen oder die Kuppelleitungskapazität kommerziell voll genutzt wird (und ein Engpass verbleibt).

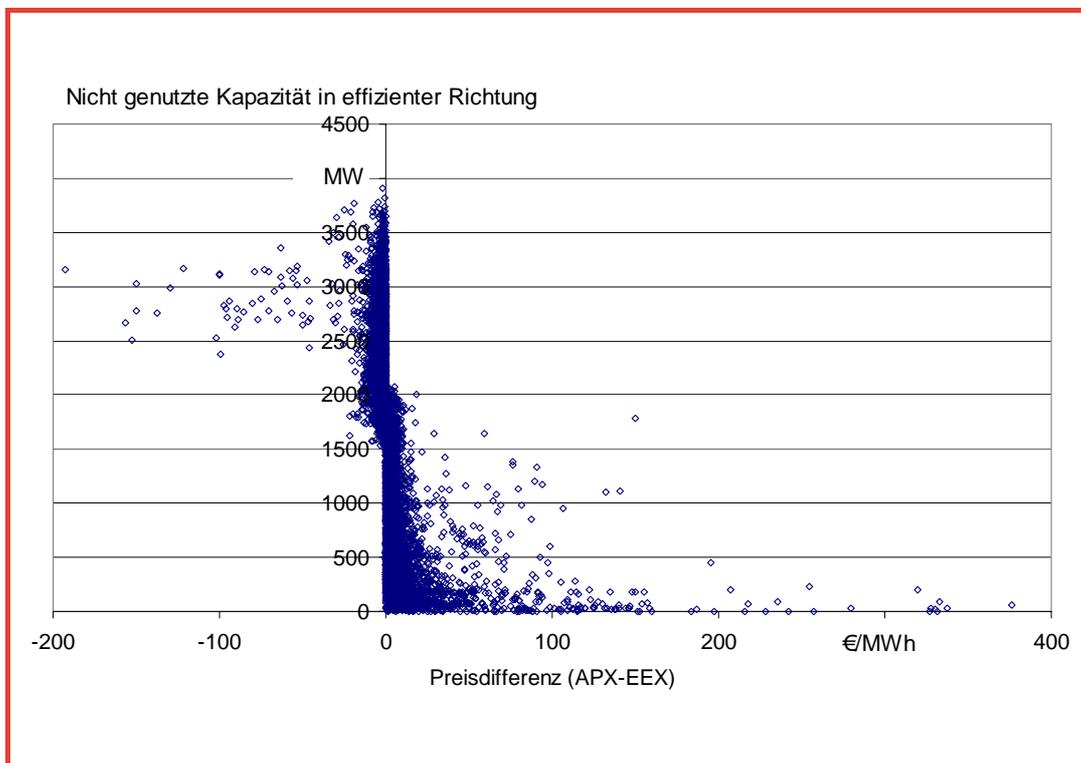


Abbildung 4: Nicht genutzte Kapazität in effizienter Richtung an der Grenze D–NL im Jahr 2005

Quelle: Frontier Economics / Consentec / IAEW

Wir beschreiben nachfolgend, wie wir die Optimierungspotenziale alternativer Engpassmanagementmethoden, insbesondere von OMC, bewertet haben. Eine

¹⁴ In Annex 4 wird beschrieben, wie die freien Leitungskapazitäten aus den Rohdaten extrahiert wurden.

detaillierte Beschreibung der Methode, die zur Berechnung des Zusatznutzens aus den vorhandenen historischen Daten herangezogen wird, findet sich Annex 1. Im weiteren Verlauf dieses Abschnitts geben wir lediglich einen Überblick über den Ansatz.

Grundsätzlich resultiert der Effizienzgewinn (bzw. Nettonutzen) alternativer EPM-Regimes aus einer besseren Nutzung vorhandener Kuppelleitungskapazitäten, insbesondere aus

- effizienterer Nutzung der Kapazitäten und Ausschöpfung von Kostenvorteilen in der Stromerzeugung durch Synchronisation von Kapazitätserwerb und Nutzung der Kapazität;
- „Netting“ der Inanspruchnahme der Kuppelleitungen, d.h. durch Zuteilung der Kapazitäten nach Vorlage der verbindlichen¹⁵ Gebote für Kauf- und Verkauf von Energie erfolgt eine tendenziell verbesserte Nutzung der (implizit vergebenen) Kapazität in Richtung des Preisanstiegs, dadurch Erhöhung des Austauschvolumens; und
- im Szenario 3 und 4 zusätzlich effizientere Zuweisung des grenzüberschreitenden Austauschs zu Grenzen mit hohen Preisdifferenzen durch Berücksichtigung der aus dem Marktgeschehen resultierenden Lastflusssituation. Die Anwendung des PTDF-Kapazitätsmodells erhöht die Planungssicherheit für ÜNB und schafft die Möglichkeit der Aufteilung von grenzüberschreitenden Kapazitäten nach Vorlage der Gebote unter Berücksichtigung der Zahlungsbereitschaften für Energie in den verschiedenen Zonen und der aus dem Marktergebnis resultierenden Lastflüsse.

Die Abschätzung des Zusatznutzens in den Szenarien 2-4 relativ zum Referenzszenario ergibt sich im Wesentlichen als Kombination einer Mengen- und einer Kostenkomponente.

- Die **Mengenkomponente** ergibt sich aus der zusätzlichen Nutzung jener Kapazität an Grenze X in Stunde h, die im Referenzszenario nicht genutzt wird, obgleich die Preise dies- und jenseits der Grenze differieren.
- Die **Kostenkomponente** wird aus der Differenz der Großhandelspreise abgeschätzt. Die Preisdifferenz wird als Proxy-Größe für die Unterschiede in den Erzeugungsgrenzkosten dies- und jenseits der Grenze verwendet.¹⁶

In Abbildung 5 wird diese Methodik beispielhaft für den Fall der Senkung der Systemkosten (p_0 nach p_1) durch zusätzlichen Import (q_0 nach q_1) aus dem Niedrigpreisland illustriert.

¹⁵ Aufgrund dieser Verbindlichkeit können in der impliziten Auktion Übertragungspflichten alloziert werden, in expliziten Auktionen dagegen nur Übertragungsrechte mit optionaler Ausübung.

¹⁶ Von möglichem strategischen Preisverhalten der Akteure wird an dieser Stelle abstrahiert. Auf den Aspekt strategischen Anbieterverhaltens wird qualitativ in Abschnitt 5.3 eingegangen.

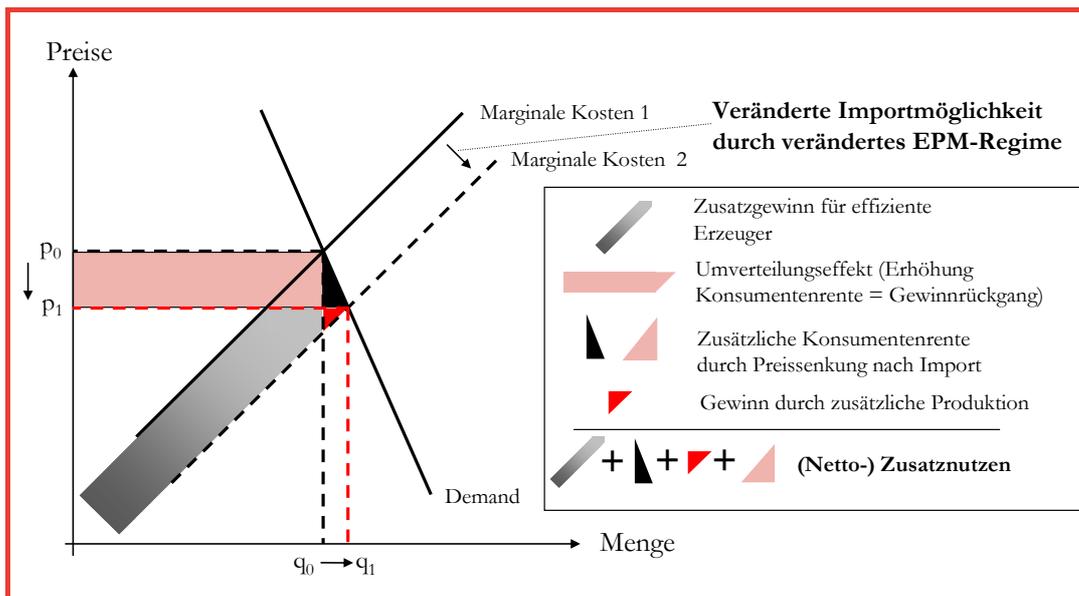


Abbildung 5: Schematische Darstellung der Methodik zur Nutzenabschätzung

Quelle: Frontier Economics / Consentec / IAEW

Es ist zu beachten, dass mit einem zunehmenden Austausch die Systemgrenzkosten auf beiden Seiten der Grenze konvergieren. In der quantitativen Analyse werden daher die Preisanpassungen infolge eines optimierten grenzüberschreitenden Austausches (die sog. Preiselastizität) für jede Stunde berücksichtigt¹⁷.

In der quantitativen Analyse wird daher insbesondere zwischen den in Abbildung 6 illustrierten Fällen unterschieden:

- fehlende Preiskonvergenz – theoretischer Fall der vollkommen unelastischen Kostenkurven im relevanten Bereich. Die vor Einführung von OMC beobachteten Preisdifferenzen bleiben auch nach Nutzung verbliebener Kapazitäten (nach OMC) bestehen;
- partielle Kostenkonvergenz – trotz Kostenkonvergenz bleiben auch nach vollständiger Auslastung der Kuppelleitung Unterschiede in den Grenzkosten auf beiden Seiten der Grenze bestehen; und
- vollständige Kostenkonvergenz – durch erhöhten grenzüberschreitenden Austausch werden die Kostenunterschiede vollständig beseitigt (d.h. das Effizienzpotenzial alternativer EPM Regimes wird vollständig realisiert). Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Preiskonvergenz auch schon vor Vollausslastung der Kuppelleitungskapazität erreicht werden kann (Fall 4 rechts unten).

¹⁷ Eine Nichtberücksichtigung der Elastizitäten hätte eine deutliche Überschätzung der Effizienzgewinne durch OMC zur Folge. Dies wird bei der Vorstellung der quantitativen Ergebnisse in Abschnitt 3 illustriert.

Hierbei gibt die jeweils von links unten nach rechts oben verlaufende Kurve das Angebot im Niedrigpreisland wieder, die von links oben nach rechts unten verlaufende Kurve die Nachfragekurve im Hochpreisland, und die auf der Ordinate abgetragenen Preise jene im Ausgangszenario 1.

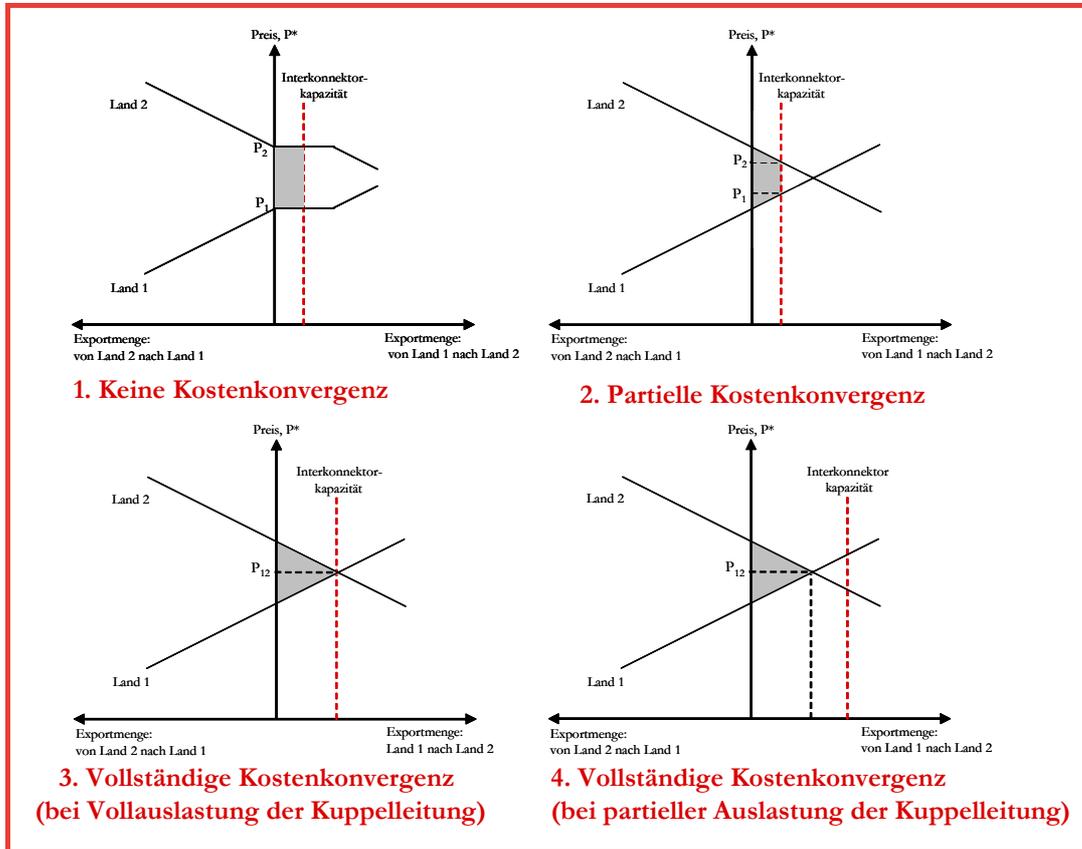


Abbildung 6: Berücksichtigung der Preiselastizitäten – Fallunterscheidung schematisch

Quelle: Frontier Economics /Consentec / IAEW

Für die Abschätzung der Preiselastizitäten der betrachteten Länder wurden so genannte Net-Export-Curves (NECs) verwendet, die von den Strombörsen der betrachteten Länder Deutschland (EEX), Frankreich (Powernext) und den Niederlanden (APX) bereit gestellt wurden. Die NECs geben auf Basis tatsächlicher Gebotsdaten für jede Stunde im betrachteten Zeitintervall an, wie sich der Großhandelspreis durch Berücksichtigung zusätzlicher Ex- oder Importe verändert hätte.¹⁸ In Annex 1 wird die verwendete Methodik für die NECs detailliert erläutert.

¹⁸ Hierüber erfolgt die Approximation (der Veränderung) der Erzeugungskosten. Implizite Annahme hierbei: Beobachtete Preisdifferenzen sind nicht durch strategisches Angebotsverhalten bedingt. (siehe hierzu auch Abschnitt 5.3). Weiterhin ist anzumerken, dass die Steigung der NEC voraussichtlich steiler ist als die der Grenzkosten des Erzeugungssystems, da nur ein Teil der verfügbaren Kapazität über die Strombörse gehandelt wird. Dies führt zu einer konservativen Abschätzung des Nutzenzuwachses alternativer EPM-Regimes (d.h. die in Abbildung 6 jeweils grau schraffierte Fläche ist umso kleiner, je steiler die Kurven verlaufen). Auch dieser Punkt wird in Abschnitt 5.3 nochmals detailliert aufgegriffen).

Weiterhin wurden die auf Basis historischer Preis- und Nominierungsdaten festgestellten nicht genutzten Kapazitäten im Referenzszenario durch Simulation des Intraday-Marktes verringert. Es wurde insbesondere modelliert, welcher Teil der verbliebenen Kapazitäten durch kurzfristig steuerbare Erzeugungskapazitäten genutzt worden wäre, hätte es im Betrachtungszeitraum bereits einen Intraday-Markt gegeben. Die Methodik der Simulation des Intraday-Marktes wird in Annex 2 detailliert beschrieben.

Mit der soeben beschriebenen Methodik wurde für jede Stunde des Zeitintervalls Januar 2005 bis Dezember 2005 ein Nettonutzen berechnet, der mit der Anwendung alternativer EPM-Methoden hätte realisiert werden können. Die Nettonutzenbeträge, die sich in jeder einzelnen Stunde realisieren lassen, wurden über alle Stunden des Jahres aufsummiert, um den Effizienzgewinn pro Jahr zu berechnen. Auf die Höhe des ermittelten Zusatznutzens pro Szenario wird im folgenden Kapitel 3 eingegangen.

2.3 GEOGRAPHISCHE ABDECKUNG DER ANALYSE

Die quantitative Abschätzung des Zusatznutzens der Szenarien 2 bis 4 wurde nur für die Grenzen D-NL und D-F vorgenommen. Eine Ausweitung der quantitativen Analyse auf die elektrischen Grenzen zu anderen Nachbarländern war meist aufgrund der Nichtverfügbarkeit der relevanten Daten nicht möglich (siehe Tabelle 1):

- für eine Analyse der Grenzen CH, CZ, PL liegen weder verlässliche Großhandelspreise noch Gebotsdaten vor;
- für eine Analyse der Grenze nach DK liegen zwar Preisdaten vor, jedoch keine Gebotsdaten zur Abschätzung der Preisanpassung. Hier wurde von Nordpool alternativ eine Studie von Energinet.dk bereitgestellt¹⁹, die nachfolgend kommentiert wird; und
- für die Grenze nach A liegen keine Engpässe vor, daher sind auch keine Effizienzgewinne zu erwarten.

¹⁹ Energinet.dk (2005) „Pilot Project on Market Coupling Denmark-Germany“, discussion paper, datiert vom 2. Juni 2005

Nachbarland	Berücksichtigung für quantitative Analyse	Erläuterung
Dänemark	Alternativstudie verfügbar; diese schätzt Potenzial von OMC allerdings zu optimistisch ein	Keine Preiskurven erhältlich
Polen	-	Börse nicht repräsentativ
Tschechien	-	Keine Börse
Österreich	Derzeit kein nennenswertes Optimierungspotenzial	Kein Engpass
Schweiz	-	Keine Börse
Frankreich	Wird berücksichtigt	
Luxemburg	-	Kein eigenständiger Marktplatz
Belgien	-	Keine Börse und keine elektrische Grenze
Niederlande	Wird berücksichtigt	

Tabelle 1: Überblick über Datenlage für Nutzenabschätzung

Quelle: Frontier Economics /Consentec /IAEW

Für die Grenze D-DK wurden wir von Nordpool auf eine Studie von Energinet.dk hingewiesen. Hierin wurde auf Basis historischer Daten aus den Jahren 2003 und 2004 untersucht, inwiefern ein ökonomischer Mehrwert durch Übergang zu Market Coupling an der Grenze D-DK erzielt werden kann.

Nach Überprüfung des Ansatzes kommen wir zu dem Schluss, dass das ermittelte Effizienzpotenzial an der Grenze zum Nordpool-Gebiet (mit Mio 32 €/Jahr an der Grenze Jütland-Deutschland und Mio 7 €/Jahr das Kontek Kabel) zu hoch geschätzt wurde. Insbesondere wurden in der Analyse nicht die Preiselastizitäten berücksichtigt, die bei einem verstärkten grenzüberschreitenden Austausch zu einer Verringerung der Preisdifferenz zwischen D und DK führen.

- Dies unterstreicht zum einen noch einmal die Wichtigkeit des im Vorabschnitt (2.2) beschriebenen Vorgehens.
- Zum anderen dürfte sich selbst bei weniger optimistischer Betrachtung eine positive Einschätzung des Market Coupling an der Grenze D-DK ergeben.

Eine detaillierte Diskussion der Studie von Energinet.dk findet sich im Annex 5 zu diesem Bericht.

3 Ergebnisse – Handelsvorteile durch OMC

In diesem Kapitel stellen wir die Simulationsergebnisse bzgl. des durch OMC erzielbaren Zusatznutzens bzw. der durch OMC erzielbaren Kosteneinsparung vor und geben Hinweise zu deren Einordnung und Interpretation. Das Kapitel ist wie folgt aufgebaut:

- Zunächst betrachten wir den Zusatznutzen von Szenario 2 gegenüber dem Referenzszenario 1, d.h. das Effizienzpotenzial, das sich durch Einführung von OMC in einem NTC-basierten Kapazitätsmodell erzielen ließe (Abschnitt 3.1).
- Anschließend gehen wir Abschnitt 3.2 auf den Zusatznutzen ein, der mit der Einführung eines PTDF-Modells einhergeht, sowohl im Falle expliziter Auktionen (Szenario 3) als auch im OMC Fall (Szenario 4).
- Schließlich fassen wir die Ergebnisse der quantitativen Nutzenabschätzung in Abschnitt 3.3 zusammen und kommentieren diese.

3.1 EFFIZIENZGEWINN DURCH EINFÜHRUNG DES OMC

Wie in Abschnitt 2.2 erwähnt, war zunächst eine Referenzsituation zu simulieren, in der Optimierungspotenziale gegenüber der expliziten D-1-Auktion (zumindest teilweise) bereits durch grenzüberschreitenden Intraday-Handel ausgeschöpft werden. Die für den Intraday-Handel verfügbaren Kraftwerkskapazitäten wurden mit dem in Annex 2 beschriebenen Simulationsansatz abgeschätzt. Zur Untersuchung der Sensitivität des Netto-Wohlfahrtseffektes bezüglich der Höhe der intraday noch verfügbaren Kraftwerkskapazitäten wurden die Berechnungen zusätzlich zu dieser **Variante 1** auch mit einer verdoppelten verfügbaren Kraftwerkskapazität durchgeführt (**Variante 2**).

Zunächst analysieren wir den Übergang auf OMC bei Beibehaltung des NTC-Konzepts. Später erläutern wir auch den Übergang auf den PTDF Ansatz. In Abbildung 7 ist dargestellt, welche Einsparung in den Erzeugungskosten gegenüber dem Status Quo (ohne Intraday-Handel) insgesamt erzielbar wäre (Gesamthöhe der Säulen) und welcher Anteil dessen bereits durch grenzüberschreitenden Intraday-Handel ohne OMC ausgeschöpft werden könnte (untere Teile der Säulen).²⁰

Es zeigt sich, dass an der Grenze D-F durch den Übergang von Szenario 1 auf Szenario 2 ein Zusatznutzen von ca. 6 Mio. €/a zu erzielen wäre, wenn der Intraday-Markt in Szenario 1 gemäß der o. g. Variante 1 angenommen wird. Bei Verdopplung der Intraday-Kapazität (Variante 2) reduziert sich der Zusatznutzen

²⁰ Entsprechend den Anforderungen an die Untersuchung wird der Intraday-Handel hier nur insoweit betrachtet, als durch ihn Vorteile des OMC ebenfalls erzielt werden könnten. Weitere Vorteile des Intraday-Handels durch Reaktionsmöglichkeiten auf kurzfristige untertägige Marktentwicklungen wurden bewusst ausgeklammert. Dies bedeutet umgekehrt, dass der in den Ergebnissen dieses Kapitels dargestellte Wohlfahrtseffekt durch Intraday-Handel jeweils vollständig auch durch alleiniges OMC day-ahead erreichbar wäre.

des OMC auf ca. 4,5 Mio. €/a. Gegenüber dem Status Quo ergibt sich an dieser Grenze in beiden Intraday-Varianten ein Wohlfahrtseffekt von 11 Mio. €/a.

An der Grenze D-NL ist durch OMC gegenüber dem Status Quo sogar ein Kostensenkungspotenzial von 16 Mio. €/a erzielbar. Allerdings kann hier der Intraday-Markt einen größeren Anteil des Potenzials bereits ausschöpfen, so dass der nur durch OMC erzielbare Effekt ähnlich hoch wie an der Grenze D-F ist.

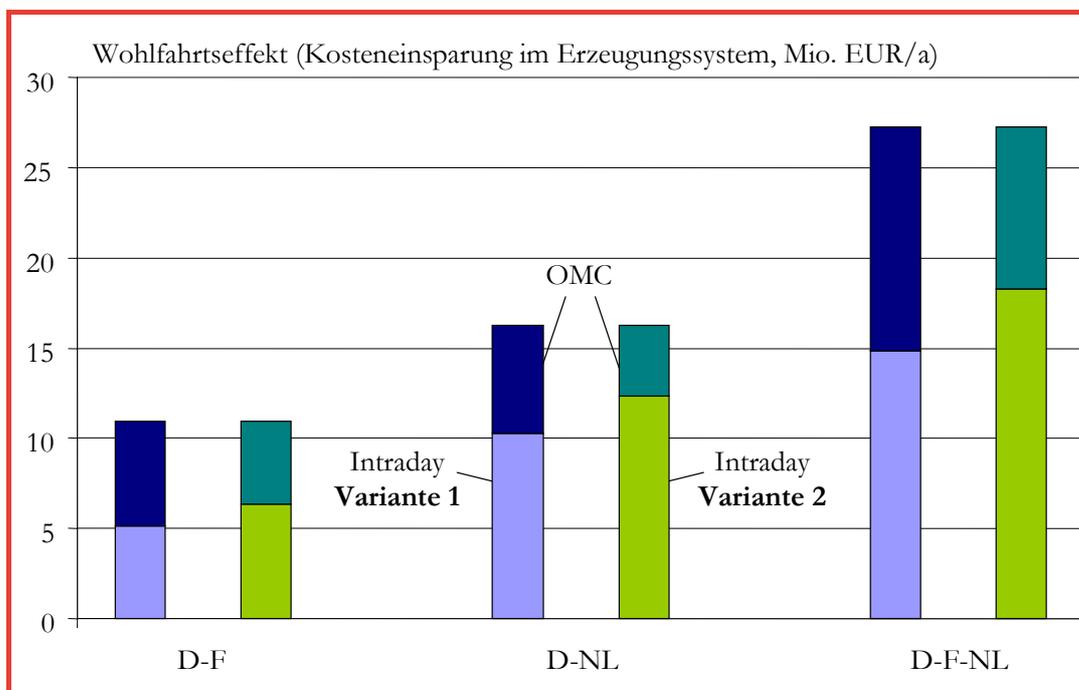


Abbildung 7: Nutzenzuwachs im Erzeugungssystem Szenario 2 ggü. Szenario 1 und Status Quo

Quelle: Frontier Economics / Consentec / IAEW

Die Hauptursache für den beobachteten Unterschied zwischen den beiden Grenzen liegt allerdings weniger in der tatsächlichen Effizienz der historischen Engpassmanagementregimes als vielmehr in der unterschiedlichen Datenlage. Während an der niederländischen Grenze explizite Auktionen bereits seit mehreren Jahren durchgeführt werden, wurden sie an der französischen Grenze erst im Betrachtungsjahr 2005 und zudem nur in der Richtung von D nach F eingeführt. Für die Austauschrichtung $F \rightarrow D$ lagen daher keine Informationen über die Effizienz der Kapazitätsnutzung vor. Um eine Überschätzung der Effizienzvorteile durch verbesserte Engpassmanagementmethoden zu vermeiden, haben wir daher angenommen, dass die verfügbare Übertragungskapazität $F \rightarrow D$ in allen Stunden des Jahres 2005, in denen der Spotpreis in D höher war als in F, optimal genutzt wurde. Das in Abbildung 7 ausgewiesene Effizienzpotenzial für die Grenze D-F basiert somit nur auf einer der beiden Austauschrichtungen.

Bei einer gemeinsamen Optimierung der Grenzen D-F und D-NL ist der berechnete Zusatznutzen von OMC ähnlich hoch wie bei der Summe der getrennten Optimierungen. Offenbar werden die „Verluste“ der gemeinsamen

Optimierung (Angebot und Nachfrage in D können jeweils nur an einer Grenze eingesetzt werden) durch weitere Potenziale kompensiert (nur bei gemeinsamer Optimierung besteht die Möglichkeit eines Austauschs zwischen F und NL über D).

In Summe über die beiden betrachteten Grenzen ergibt sich für OMC (Szenario 2) gegenüber dem Referenzszenario 1 somit ein Effizienzpotenzial von 8 bis 12 Mio. €/a.

3.2 EFFIZIENZGEWINNE DURCH ERWEITERUNG UM EIN PTDF-MODELL

Durch Einführung einer PTDF-basierten Allokation wird die je Grenze und Austauschrichtung verfügbare Übertragungskapazität erst innerhalb des Allokationsvorgangs festgelegt (und somit nicht ex-ante vor der Auktion wie im Falle NTC). Dies erfolgt unter Berücksichtigung der vorliegenden Kapazitätsgebote sowie der physikalischen Wechselwirkungen zwischen den Austauschrichtungen und den Lastflüssen auf den kritischen Transportleitungen. Dadurch werden praktisch kurzfristige Verschiebungen von Kapazitäten zwischen den Grenzen im Vergleich zum NTC-Modell möglich. Bei unseren Simulationsberechnungen haben wir zur Vermeidung unplausibler Ergebnisse diese Verschiebung auf einen sog. Korridor begrenzt. Eine detaillierte Beschreibung des PTDF-Ansatzes und seiner Umsetzung im Rechenmodell findet sich in Annex 3.

Prinzipbedingt kann das PTDF-Modell nur bei gemeinsamer Betrachtung von mindestens zwei Grenzen Vorteile gegenüber dem NTC-Ansatz aufweisen.

Die Ergebnisse für die Grenzen D-F und D-NL weisen erwartungsgemäß eine starke Abhängigkeit vom jeweils vorgegebenen Korridor auf (Abbildung 8). Beim hier maximal betrachteten Korridor von 1000 MW (d. h. der Austausch darf vom jeweiligen NTC-Wert um bis zu +/- 1000 MW abweichen) ist der gegenüber dem Status Quo insgesamt erzielbare Wohlfahrtseffekt durch Optimierung D-1 und Intraday mit ca. 53 Mio. €/a etwa doppelt so groß wie im NTC-Fall (linke Balken, entsprechend einem Korridor von 0). Allerdings ist eine deutliche Sättigung des Wohlfahrtsanstiegs zu beobachten, so dass bereits bei einem Korridor von 500 MW – und damit unseres Erachtens vorsichtiger Abschätzung der netztechnischen Restriktionen – ca. 80 % des Zusatznutzens durch das PTDF-Modell erzielt werden.

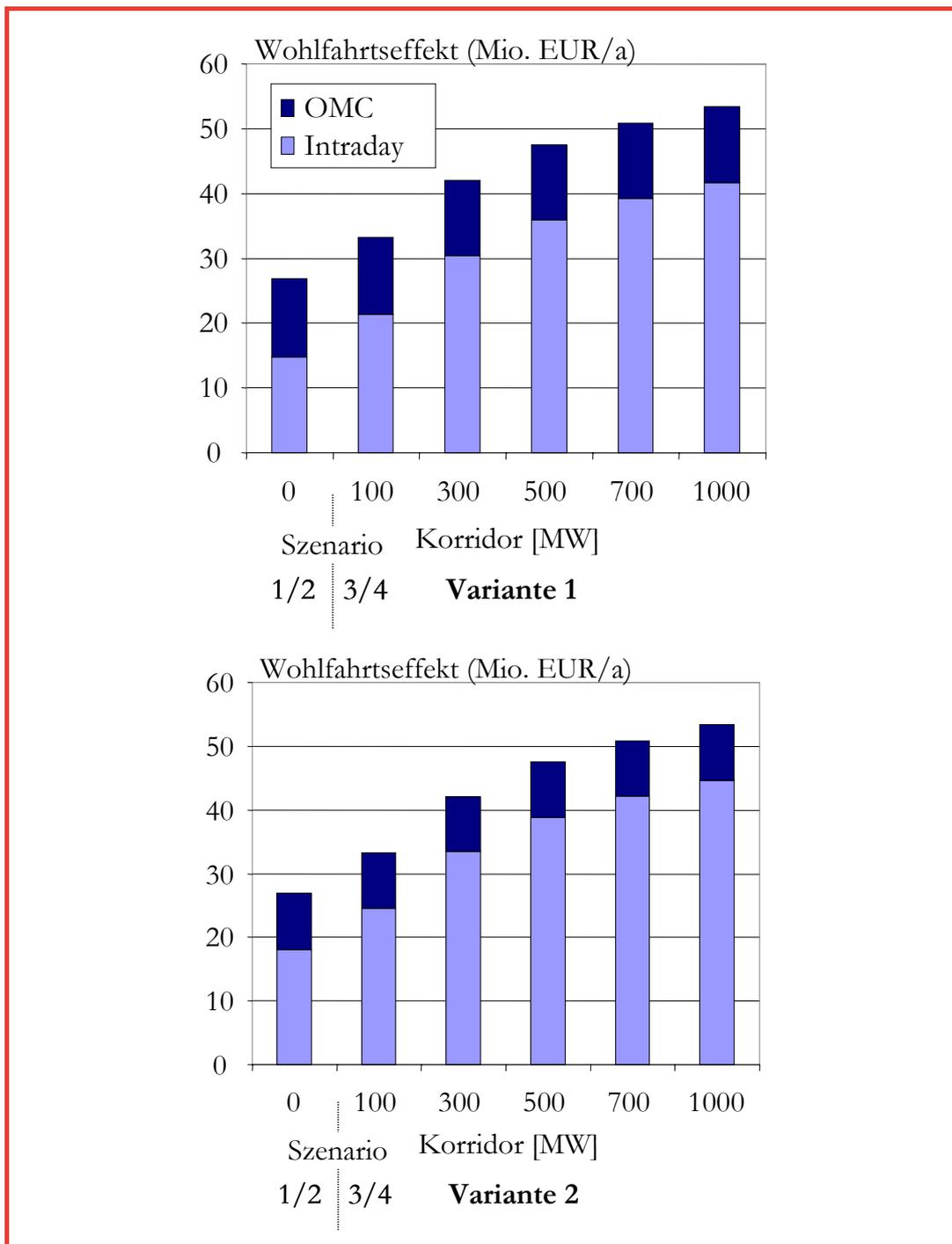


Abbildung 8: Nutzenzuwachs in Szenario 3 und 4 ggü. Szenario 1/2 bei gemeinsamer Betrachtung der Grenzen D-F und D-NL

Quelle: Frontier Economics / Consentec / IAEW

Beim Vergleich der Szenarien 3 (Explizite Auktion und Intraday-Handel) und 4 (OMC und Intraday-Handel) fällt auf, dass das zusätzliche Optimierungspotenzial des PTDF-Modells vollständig durch Intraday-Handel genutzt werden kann. Dies gilt gleichermaßen für beide Varianten der für

Intraday-Handel verfügbaren Kraftwerkskapazität (Abbildung 8 oben bzw. unten). Das Optimierungspotenzial für OMC bleibt auch beim Übergang auf das PTDF-Modell bestehen, wächst jedoch nicht weiter an.

Dieser Effekt lässt sich auf zwei Ursachen zurückführen. Zum einen wurden in 2005 bei Vorliegen relativ hoher Preisdifferenzen zwischen den betrachteten Märkten die NTC häufig voll oder sehr weitgehend genutzt. In diesen Stunden ergibt sich also erst durch das PTDF-Modell überhaupt eine Möglichkeit für zusätzlichen Austausch; hierfür erweist sich die als intraday verfügbar angenommene Kraftwerksleistung dann als ausreichend. Zum anderen haben wir, wie in Abschnitt 3.1 erläutert, aufgrund der Datenlage für die Austauschrichtung $F \rightarrow D$ im NTC-Fall eine vollständig effiziente Nutzung der Übertragungskapazität in allen Stunden des Jahres unterstellt. In dieser Richtung entstehen damit ebenfalls erst durch das PTDF-Modell zusätzliche Austauschmöglichkeiten, die wiederum von der intraday verfügbaren Kraftwerksleistung vollständig genutzt werden können.

Die im PTDF-Modell dem Intraday-Handel (Szenario 3) zugeordneten Zusatznutzen setzen allerdings grundsätzlich ein perfektes und dadurch relativ komplexes Intraday-Allokationsregime voraus. Insbesondere müsste die Intraday-Allokation an zentraler Stelle koordiniert und gemeinsam für die betrachteten Grenzen sowie unter Berücksichtigung des PTDF-Ansatzes²¹ durchgeführt werden. Da die in Abbildung 8 dargestellten Kostensenkungspotenziale vollständig auch durch alleiniges OMC erzielbar wären (vgl. Fußnote 20), würden bei einer weniger effizienten Intraday-Allokation die Vorteile von OMC gegenüber den hier gezeigten Ergebnissen ansteigen.

3.3 ZUSAMMENFASSUNG UND EINORDNUNG DER ERGEBNISSE

Im Wesentlichen aufgrund der begrenzten Datenverfügbarkeit haben wir die quantitativen Untersuchungen auf die Ländergrenzen D-F und D-NL beschränkt. Durch Einführung von grenzüberschreitendem Intraday-Handel könnten an diesen Grenzen bereits Optimierungspotenziale der bestehenden expliziten Auktionen genutzt werden. Darüber hinaus könnte durch Einführung von OMC an diesen Grenzen ein weiteres Optimierungspotenzial in Höhe von mindestens 8 bis 12 Mio. €/a realisiert werden.

Ein zusätzliches erhebliches Optimierungspotenzial bietet die Einführung einer PTDF-basierten koordinierten Kapazitätsallokation. Dieses könnte bei perfekter, PTDF-basierter Intraday-Allokation vollständig vom Intraday-Handel ausgeschöpft werden. Der ökonomische Nutzen von OMC bleibt auch bei PTDF-basierter Allokation bestehen.

²¹ Konkret bedeutet dies, dass z. B. bei Intraday-Allokation einer Übertragung von F nach D nicht nur unverzüglich Kapazität in gleicher Höhe in der Gegenrichtung ($D \rightarrow F$) entstünde, sondern alternativ auch ein zusätzlicher Austausch von D nach NL (jedoch in anderer Höhe, entsprechend der PTDF-Werte) möglich würde.

Um den Nettowohlfahrtseffekt von OMC (siehe Kapitel 4.2 weiter unten) zur sicheren Seite abzuschätzen, haben wir generell eine vorsichtige Nutzenabschätzung vorgenommen:

- Die Analyse beschränkt sich auf zwei Ländergrenzen. Durch Ausdehnung von OMC auf weitere Grenzen würde dessen ökonomischer Nutzen allenfalls steigen, keinesfalls jedoch sinken.
- Für die Austauschrichtung $F \rightarrow D$ haben wir wegen fehlender historischer Allokationsdaten eine vollständig effiziente Nutzung in 2005 unterstellt. Faktisch ist aber auch in dieser Richtung Optimierungspotenzial zu vermuten.²²
- Bei der Analyse des PTDF-Modells wurde als Vergleichsmaßstab für OMC ein relativ komplexes Intraday-Vergaberegime vorausgesetzt. Bei einfacherer, z. B. nur bilateraler, Intraday-Allokation würde das durch das PTDF-Modell entstehende Optimierungspotenzial stärker auch auf OMC entfallen.
- Die in der Analyse berücksichtigte Konvergenz der Marktpreise durch zusätzlichen grenzüberschreitenden Stromaustausch hat einen erheblichen Einfluss auf den Wohlfahrtseffekt. Nähme man irrtümlich an, durch ein verbessertes Allokationsregime würde die gesamte historisch nicht genutzte Kapazität in Richtung der jeweiligen Marktpreisdifferenz (d.h. ohne Berücksichtigung der Elastizität) genutzt, würde dies zu einer deutlichen Überschätzung des Nutzens von OMC führen.²³ In Abbildung 9 ist am Beispiel der Grenze D-NL zu erkennen, dass die „nicht genutzte Kapazität in wirtschaftlicher Richtung“ (d. h. die in Richtung des jeweiligen Marktpreisanstiegs netztechnisch noch verfügbare Kapazität) über das Jahr 2005 kumuliert deutlich größer ist als die „wirtschaftlich nutzbare Kapazität“, d. h. die Austauschmenge, bei der jeweils Marktpreiskonvergenz eintritt.²⁴ Von dieser ist wiederum nur ein Anteil durch Intraday-Handel ausschöpfbar, während der Rest (violette Flächen) unter den getroffenen Modellannahmen nur durch OMC genutzt werden kann.

²² Dies ließ sich anhand von Allokations- und Nominierungsergebnissen des 1. Quartals 2006 bestätigen. Aufgrund fehlender Börsendaten aus F und NL konnte dieser Zeitraum jedoch nicht in die quantitative ökonomische Analyse einbezogen werden.

²³ Siehe hierzu auch Annex 5, in der zu einer Studie Stellung bezogen wird, die das Effizienzpotenzial von Market Coupling ohne Berücksichtigung der Preiselastizitäten abgeschätzt.

²⁴ Dennoch verbleibt in vielen Stunden des Jahres auch nach vollständiger Ausnutzung der Übertragungskapazitäten eine Marktpreisdifferenz. Dies ist allerdings in Abbildung 9 nicht zu erkennen, da die Kurven aus Gründen der Übersichtlichkeit individuell sortiert sind. Daher ist nur ein Flächenvergleich, nicht jedoch eine Analyse bestimmter Zeitpunkte möglich. Auf den Einfluss von OMC auf die Marktpreise gehen wir in Kapitel 4.2 näher ein.

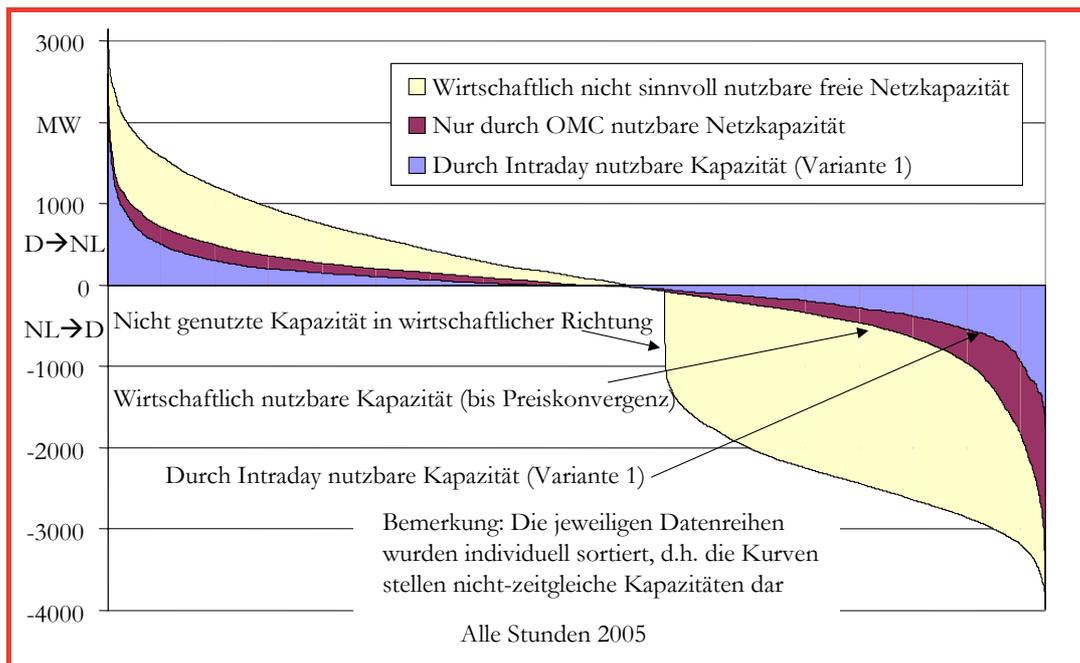


Abbildung 9: Theoretisch verfügbare und wirtschaftlich nutzbare Netzkapazität an der Grenze D-NL

Quelle: Frontier Economics / Consentec / IAEW

Eine unvermeidliche Unsicherheit der Analyseergebnisse entsteht durch die notwendige Simulation des Intraday-Handels. Wie gezeigt, haben die Annahmen hinsichtlich Intraday verfügbaren Kraftwerkskapazität einen nennenswerten Einfluss auf denjenigen Anteil des Zusatznutzens, der nur durch OMC erzielt werden kann.²⁵

Fest steht, dass das über den Intraday-Markt ausschöpfbare Effizienzpotenzial auf die kurzfristig verfügbaren Kapazitäten und die Lieferbarkeit des physischen Produkts Strom bindend eingeschränkt wird. Die Randbedingungen werden insbesondere durch die erforderliche Fristigkeit der Kraftwerkseinsatzplanung auf Seiten der Erzeuger, insbesondere für vergleichsweise inflexible thermische Kraftwerke, gesetzt. Diese Restriktionen bedingen, dass nur bestimmte relativ flexible Erzeugungstechnologien als physische Anbieter am Intraday-Handel teilnehmen können²⁶, und dass auch unter der Annahme eines vollkommenen

²⁵ Zu Möglichkeiten des kurzfristigen grenzüberschreitenden Intraday-Handels siehe Frontier Economics/Consentec (2005) "Benefits and practical steps towards the integration of intraday electricity markets and balancing mechanisms", Studie für die Europäischen Kommission, download: http://ec.europa.eu/energy/electricity/publications/doc/frontier_consentec_balancing_dec_2005.pdf.

²⁶ Eine Analogie des Intraday-Marktes für das Produkt Strom etwa mit dem kontinuierlichen Handel von Finanzkontrakten (z.B. der Konvergenz von Futures - und Kassa Kurs zum Lieferzeitpunkt hin) kann daher nicht gezogen werden. Diese Einschätzung wird auch durch die – relativ zum D-1 Markt – geringe Liquidität des kontinuierlichen Handels an der EEX nach Ende des D-1 Handels gestützt (sowohl was Handelsgeschäfte als auch Volumina betrifft). Die Entwicklung des per 25. September 2006 an der EEX neu gestarteten Intraday-Handel lässt sich zum Zeitpunkt der Niederschrift dieses Berichts (Oktober 2006) noch nicht beurteilen.

Intraday-Marktes die Ineffizienzen nicht vollständig beseitigt werden können. Die Restriktion ist auch dann bindend, wenn der so genannte Intraday-Handel schon unmittelbar nach Handelsschluss (Gate Closure) an den Börsen einsetzt.

- Zwar könnte in diesem Fall die Kraftwerkseinsatzplanung näher zum eigentlichen Lieferzeitpunkt erfolgen und somit tendenziell stärker auf internationale Preisdifferenzen reagieren (und somit tendenziell Ineffizienzen beseitigen). Dennoch muss der Einsatzplan für die unflexiblen thermischen Kraftwerke am Tag vor der physischen Lieferung erfolgen. Es ist sinnvoll, zum spätest möglichen Zeitpunkt ein effizientes Clearing des Marktes (z.B. mittels OMC) zu realisieren.
- Das mögliche Effizienzpotenzial einer zeitlichen Verschiebung des Handelsschlusses im D-1 Markt sollte jedoch getrennt von der Wahl alternativer Engpassmanagementverfahren (z.B. OMC) gesehen werden. Eine Diskussion hinsichtlich der Verschiebung des Gate Closure an den Strombörsen (z.B. an der EEX) wird derzeit allerdings nicht geführt.

Aufgrund der durchgeführten Sensitivitätsberechnungen, der prinzipiell zweifellos bestehenden Einschränkungen des Intraday-Handelsvolumens sowie der o. g. vorsichtigen Modellannahmen gehen wir aber davon aus, dass die ermittelte Größenordnung des nur durch OMC erzielbaren Wohlfahrtseffekts robust ist.

4 Nettoeffekt des OMC

In diesem Abschnitt gehen wir auf den Nettowohlfahrtseffekt von OMC ein, der sich aus der Differenz zwischen dem Zusatznutzen von OMC (Abschnitt 3) und den inkrementellen Kosten der Einführung des OMC ergibt.

4.1 ZUSATZKOSTEN DES OMC

Die Zusatzkosten von OMC belaufen sich im Wesentlichen auf die Kosten der Errichtung eines Auction Office. Im Rahmen dieser Studie wurden mögliche Zusatzkosten für Marktteilnehmer (z.B. Händler) durch OMC nicht näher berechnet, da diese vernachlässigbar gering sein dürften.²⁷

Die operativen Aufgaben des Auction Office umfassen:

- Erfassung anonymisierter Auftragsbücher von den Strombörsen;
- Zusammenführung von Lastflussparametern von den ÜNB;
- Kalendertägliches Clearing der Gebote für Strom und Interkonnektorkapazität;
- Berechnung der Nominierungen für Interkonnektoren zwischen den Regelzonen, soweit diese aus dem impliziten Auktionsanteil resultieren;
- Weitergabe dieser Informationen an ÜNB und Strombörsen;

Die inkrementellen Kosten des OMC wurden auf Basis einer Businessplananalyse berechnet. Es wurde unterschieden zwischen dem Fall

- der Schaffung eines komplett neuen Auction Office; und
- der Erweiterung der Aufgaben eines bestehenden Auction Office (z.B. jenes in Arnheim oder in Prag).

Es zeigt sich, dass sich die jährlichen Kosten selbst für den Fall der Schaffung eines neuen Auction Office auf unter € 1 Mio/Jahr belaufen (Tabelle 2).

²⁷ Händler, die bereits an der EEX als Marktteilnehmer registriert sind, verfügen bereits über eine entsprechende Datenanbindung; es fallen durch OMC keine direkten Mehrkosten an. Der Fall, dass Händler derzeit grenzüberschreitende Stromtransaktionen durchführen, aber noch nicht an der EEX registriert sind – und sich somit durch Einführung von OMC an der Börse registrieren lassen müssten – ist unwahrscheinlich; große international agierende Händler sind ohnehin meist an mehreren Strombörsen vertreten. Zudem würde aus wohlfahrtstheoretischer Sicht die Teilnahmegebühr des Händlers, gezahlt an die EEX, zum großen Teil einer Umverteilung entsprechen, und würde somit wohlfahrtsökonomisch neutral wirken. Schließlich ist eine Teilnahme am Wochenendhandel, wie bei Einführung des Intraday-Handels und ggf. unter OMC geplant, für Händler optional, nicht zwingend. Mehrkosten durch Teilnahme am Wochenendhandel sind also keine Zusatzkosten, die der Einführung von OMC zuzurechnen sind.

Geschäftsmodell	Kapitalkosten (T€/a)	Betriebskosten (T€/a)	Totale Kosten (T€/a)
Neues Auction Office	272	638	910
Erweiterung eines bestehenden Auction Office	265	406	671

Tabelle 2: Jährliche Kosten der Errichtung eines Auction Office

Quelle: Frontier Economics / Consentec /IAEW

In der Businessplananalyse wurden berücksichtigt

- **Investitionen** – insbesondere Neuentwicklung einer Software, Datenanbindung an Strombörsen und ÜNB, Kosten der Firmengründung/Registrierung, Büroausstattung inklusive IT-Ausstattung;
- **Implizite Kapitalkosten** – Opportunitätskosten des gebundenen Kapitals (angesetzt mit einem Kalkulationszinsfuß von 6% p.a.);
- **Laufende Betriebskosten** – z.B. Personalkosten und Büromiete, Instandhaltung der IT-Anbindung und der Wartung von Software, Kosten der Unternehmensaufsicht (Sitzungen für Vorstand und Aufsichtsrat).

Hauptkostentreiber der Kapitalkosten ist die Entwicklung einer Software für die Abwicklung des OMC, für die Investitionskosten von € 1 Mio zugrunde gelegt wurden (mit einer Abschreibungsdauer von 5 Jahren).²⁸ Weiterhin wurden in beiden Geschäftsmodellen als einmalige Anfangsinvestition die Schaffung einer sicheren Datenverbindung zwischen Auction Office und Börsen bzw. ÜNB (€ 30 T) und Kosten der Firmengründung (€ 20 T) angesetzt, jeweils mit Abschreibungsdauern von 3 Jahren. Die Höhe der Investitionen für IT-Systeme und Büroausstattung im Falle eines neuen Auction Office (€ 44 T) entspricht etwa dem doppelten dessen, was für den Geschäftsfall der Erweiterung eines bestehenden Auction Office angesetzt wurde, hat aber auf Höhe der jährlichen Kapitalkosten nur einen geringen Einfluss.

Der Unterschied bei den Betriebskosten zwischen beiden Geschäftsmodellen geht im Wesentlichen auf geringere Ausgaben für Miete, Büroinfrastruktur und Personal im Falle des bestehenden Auction Office zurück.

4.2 NETTOWOHLFAHRTSEFFEKT

Wir erläutern zunächst die Methodik bei der Ermittlung des Nettowohlfahrtseffekts, fassen anschließend die wesentlichen quantitativen

²⁸ Diese Kostenkomponente dürfte niedriger ausfallen, falls auf ein bereits bestehendes Softwarepaket zurückgegriffen werden kann. Da die Strombörsen APX, BelPEX und Powernext die Durchführung eines Market-Couplings bereits in 2006 planen, könnte z.B. bei OMC mit einem dieser Länder auf der bereits bestehenden (und erprobten) Software aufgebaut werden. Die Software müsste ggf. um ein PTDF-Modul erweitert werden.

Ergebnisse zusammen und skizzieren dann kurz die wesentlichen Annahmen für diese Bewertung.

4.2.1 Methodik zur Abschätzung des Nettowohlfahrtseffekts

Der **Nettowohlfahrtseffekt** von OMC ergibt sich aus der Differenz zwischen Zusatznutzen und Zusatzkosten des OMC.

Die quantitative Abschätzung der **Zusatznutzen** von OMC basiert auf der Schätzung der zusätzlichen Handelsgewinne unter OMC relativ zu einem Referenzszenario mit expliziten Auktionen. Diese Schätzung erfolgte dabei unter sehr konservativen Annahmen (d.h. die Vorteile des OMC wurden tendenziell unterschätzt), auf die wir weiter unten in Abschnitt 4.2.3 nochmals verweisen.

Sowohl im Referenzszenario als auch im Szenario mit OMC wurde die Existenz eines perfekten grenzüberschreitenden Intraday-Marktes unterstellt, über den bereits umfangreiche Optimierungspotenziale ausgeschöpft werden könnten. In einem solchen perfekten Intraday-Markt müssten Kapazitäten über implizite Auktionen vergeben werden, und sie müssten in Form von Kapazitätspflichten in einem liquiden Markt gehandelt werden, in dem alle neuen Transaktionen laufend in das System eingepflegt werden, um die jeweils verfügbaren Übertragungskapazitäten in Echtzeit fortlaufend neu zu ermitteln. Kommt der Intraday-Markt nicht oder ist er nicht entsprechend perfekt, würden diese auch durch Intraday-Handel erschließbaren Optimierungspotenziale durch OMC realisiert werden. Entsprechend würden die Optimierungspotenziale durch OMC höher ausfallen als von uns geschätzt.

Die quantitative Abschätzung der **Zusatzkosten** von OMC wurde auf Basis einer Businessplan-Analyse abgeschätzt. Die Zusatzkosten enthalten all jene Kosten, die mit der Etablierung bzw. der Erweiterung eines bestehenden Auction Office verbunden sind, um das OMC durchzuführen.

4.2.2 Schätzung des Nettowohlfahrtseffektes: Ergebnisse

Die Ergebnisse der Schätzung der Zusatznutzen und Zusatzkosten von OMC ergeben sich wie folgt:

- Der Zusatznutzen, der nur von OMC erzielt werden kann, beträgt allein an den Grenzen D-NL und D-F in Summe mindestens **€ 8-12 mio/Jahr**. Dabei ist berücksichtigt, dass darüber hinausgehendes Optimierungspotenzial bereits durch den Intraday-Markt abgeschöpft werden könnte.²⁹ Detaillierte Ausführungen zu den Ergebnissen der Abschätzung des Zusatznutzens finden sich in Abschnitt 3.1.
- Die Zusatzkosten von OMC betragen nicht mehr als **€ 1 mio/Jahr**. Es ist zu erwähnen, dass der größte Teil der abgeschätzten Kosten auf die Neuentwicklung eines Programms zur Durchführung von OMC (inklusive

²⁹ Diese Nutzenaufteilung setzt die Bildung eines perfekten Intraday-Marktes voraus. Wird diese Modellannahme (Szenarien 1 bis 4) nicht erfüllt, käme es zu einer Nutzenverschiebung zugunsten von OMC.

Testphase) zurückzuführen ist. Falls sich die am OMC beteiligten Börsen auf bestehende und bewährte IT Algorithmen zurückgreifen können bzw. diese für OMC adaptieren können, dürften sich die angesetzten Investitionskosten in Höhe von € 1 Mio deutlich reduzieren. Detaillierte Ausführungen zu den Ergebnissen der Abschätzung der Zusatzkosten finden sich in Abschnitt 4.1.

- Der Nettowohlfahrtseffekt der Einführung von OMC als Differenz von Zusatznutzen und Zusatzkosten beläuft sich somit auf mindestens **€ 7 -11 mio/Jahr**, sofern man ein perfektes Funktionieren des Intraday-Marktes unterstellt. Falls der Intraday-Markt nicht perfekt ist, liegt das Optimierungspotenzial durch OMC höher und kann ein Mehrfaches der o.g. Werte erreichen.

4.2.3 Schätzung des Nettowohlfahrtseffekts: Annahmen

Bei der Abbildung komplexer realer Sachverhalte im Rahmen eines Modells muss notwendigerweise mit Annahmen operiert werden – so auch in dieser Studie. Alle wesentlichen Annahmen, die der Berechnung des Zusatznutzens und der Zusatzkosten zugrunde liegen, werden im Rahmen dieses Gutachtens ausführlich erläutert.

Im Folgenden benennen wir kurz die wesentlichsten Annahmen, die der Abschätzung des Nettowohlfahrtseffektes zugrunde liegen und verweisen auf jene Abschnitte im Bericht, in denen die jeweiligen Annahmen und die Logik dahinter genauer beschrieben werden.

- **Kostenschätzung auf Basis von Gebotskurven der Strombörsen** - Die Quantifizierung des Zusatznutzens von OMC basiert auf der Abschätzung der Veränderung der Kosten der Stromerzeugung bei verbesserter Nutzung der Übertragungskapazitäten unter OMC. Wir verwenden dabei die tatsächlich beobachteten Gebotskurven als Proxy für die Systemgrenzkosten der Stromerzeugung. Auf das genaue Vorgehen wird in Abschnitt 2.2 kurz und in Annex 1 nochmals im Detail eingegangen. Dabei unterschätzen wir tendenziell die Vorteile des OMC. Dies liegt daran, dass die Gebotskurven der Börsen tatsächlich nur einen Teil der Kostenkurve der Stromerzeugung darstellen. Bei unserer quantitativen Analysen errechnen wir daher eine schnelle Konvergenz der Marktpreise (und ggf. viele Stunden, in denen Preise konvergieren, bevor Übertragungskapazitäten voll ausgenutzt sind). Unterstellt man realistischerweise einen weniger elastischen Verlauf der Kostenkurve, könnte noch mehr Erzeugung effizient über die Grenzen hinweg ausgetauscht werden: Das Optimierungspotential durch OMC würde höher ausfallen.
- **Fokus auf das Optimierungspotential, das nicht bereits durch grenzüberschreitenden Intraday-Handel ausgeschöpft werden kann** - Wie oben erwähnt, kann ein Teil des Optimierungspotenzials alternativ durch OMC auf Day-ahead Basis oder über Intraday-Handel abgeschöpft werden. Wir machen für unsere Analyse die konservative Annahme, dass der Intraday-Markt perfekt funktioniert und daher ein Großteil des

Optimierungspotentials bereits durch den Intraday-Markt abgeschöpft werden kann. Auf die Methodik zur Abschätzung der Intraday verfügbaren Erzeugungskapazitäten wird kurz in Abschnitt 2.1, im Detail nochmals in Annex 2 eingegangen.

- **Unterschätzung des Optimierungspotentials an der Grenze mit Frankreich** – Aufgrund fehlender Daten unterstellen wir bei der Abschätzung des Zusatznutzens von OMC an der Grenze F-D, dass schon im Referenzszenario in Austauschrichtung $F \rightarrow D$ eine vollständig effiziente Nutzung der Kapazität erreicht wurde (Abschnitt 3.3). Mithin ergibt sich hier (für den Fall einer weiterhin NTC-basierten Allokation) rein rechnerisch kein weiteres Optimierungspotential durch Einführung von OMC. Tatsächlich dürfte die Kapazitätszuteilung in Austauschrichtung $F \rightarrow D$ auch im Referenzszenario nicht voll effizient sein, so dass sich mit der Einführung von OMC noch weitere Optimierungspotentiale erschließen lassen dürften.
- **Höherer Wohlfahrtseffekt bei Betrachtung von mehr Ländern** - Schließlich würde sich der Nettowohlfahrtseffekt erhöhen, wenn noch weitere Grenzen in die Analyse mit einbezogen würden. Der Hintergrund für die Beschränkung der quantitativen Analyse auf die Grenzen F-D und F-NL ist in Abschnitt 2.3 beschrieben.

Auf weitere Aspekte, die einen Einfluss auf die Effizienzeigenschaften von OMC haben könnten, aber in der quantitativen Analyse nicht berücksichtigt wurden, wird qualitativ in Abschnitt 5.3 eingegangen.

Insgesamt kann festgehalten werden, dass die Abschätzung des Nettowohlfahrtseffektes von OMC konservativ erfolgt ist, d.h. tendenziell wurden Annahmen getroffen, die den Zusatznutzen von OMC unterschätzen.

5 Ausgestaltungsoptionen und qualitative Erwägungen

Neben einer quantitativen ökonomischen Bewertung alternativer EPM-Methoden sah der Projektauftrag vor:

- die Identifikation von Ausgestaltungsoptionen des EPM Regimes;
- die Prüfung der Konformität von OMC mit sonstigen Rahmenbedingungen (Compliance).

In diesem Kapitel werden wir zunächst auf **Ausgestaltungsoptionen** (Abschnitt 5.1) und das Thema **Compliance** (Abschnitt 5.2) eingehen.

Anschließend wird auf jene Aspekte der in den Vorabschnitten diskutierten EPM-Regimes eingegangen, die sich nicht oder nur sehr schwer quantitativ bewerten lassen (**Qualitative Aspekte** in Abschnitt 5.3).

5.1 AUSGESTALTUNGSOPTIONEN

Die wesentlichen Ausgestaltungsoptionen erstrecken sich auf die geographische Ausdehnung des OMC sowie die Aufteilung der Engpassrenten.

5.1.1 Geographische Ausdehnung

Für ein Market Coupling ist die Zusammenarbeit mindestens zweier Strombörsen und der betroffenen ÜNB in jeweils angrenzenden Ländern erforderlich. Von dieser Mindestanforderung ausgehend ist die geographische Ausdehnung des OMC in folgender Hinsicht denkbar:

- OMC an einzelnen Außengrenzen – z.B. zunächst mit Frankreich, den Niederlanden und DK-West bzw. Nordpool;
- OMC an allen Außengrenzen – dies bedingt allerdings die Schaffung funktionierender und liquider Stromhandelsplätze in der Schweiz, in Tschechien und in Polen;
- OMC auch mit Einbezug der Grenzen zwischen den Netzzonen innerhalb Deutschlands – dies wäre eine Option, wenn es zu Engpässen zwischen den Netzgebieten innerhalb Deutschlands kommt.

Wir gehen im Folgenden auf jede dieser Optionen näher ein.

OMC mit an den Grenzen zu F, NL und DK

Die zunächst naheliegendste Ausgestaltungsoption dürfte jene des OMC an den Grenzen zu Frankreich, den Niederlanden und ggf. Dänemark bzw. Nordpool sein. Nicht nur existieren in allen genannten Ländern liquide Stromgroßhandelsmärkte und Engpässe auf den grenzüberschreitenden Leitungen, sondern in den Ländern Frankreich, Belgien und den Niederlanden ist die Einführung eines grenzüberschreitenden Market Coupling (d.h. einer impliziten Auktion) noch im Jahr 2006 vorgesehen.

Der Einschluss des nordischen Marktes (Nordpool) liegt aus einer Reihe von Gründen nahe:

- zum einen wird innerhalb des Nordpool-Systems bereits eine implizite Auktion für grenzüberschreitende Kapazitäten durchgeführt (für die Kuppelleitungen zwischen Schweden, Dänemark, Norwegen, Finnland);
- weiterhin besteht bereits ab Oktober 2005 die Möglichkeit, innerhalb von Nordpool Gebote zum Kauf- und Verkauf von Strom im deutschen Netzgebiet von Vattenfall (über das Kontek Seekabel mit Schweden verbunden) abzugeben; und
- schließlich würde es auch über ein OMC mit den Niederlanden zu einer Kopplung mit dem Nordpool-Markt kommen, und zwar über die zu erwartende Kopplung des niederländischen mit dem nordischen Markt über das geplante NorNed Kabel.³⁰

OMC an allen Außengrenzen

OMC an allen Außengrenzen wird im Hinblick auf die Länder Schweiz und Tschechien durch das Fehlen eines organisierten Großhandelsmarktes erschwert, im Hinblick auf Polen durch die geringe Liquidität der dortigen Strombörse.

- Mit Hinblick auf den Strommarkt in der Schweiz könnte sich diese Einschätzung allerdings relativieren, wenn die für Dezember 2006 geplante Einführung eines Marktgebiets „Schweiz“ an der EEX erfolgreich verläuft.³¹ Insbesondere könnte man bei ausreichender Liquidität in diesem Marktsegment auf verlässliche Großhandelsmarktpreise zurückgreifen.
- In Polen existiert mit der PolPX zwar eine Strombörse, doch sind die Handelsvolumina so gering, dass die Börsenpreise noch nicht als repräsentativ für das polnische Strommarktpreisniveau gelten können. Auch hier könnte sich die Einschätzung bei einer stärkeren Akzeptanz der polnischen Strombörse ändern.

Grundsätzlich gilt, dass ein Market Coupling mit einem Stromhandelsplatz, dessen Preise nur sehr bedingt das tatsächliche Markt- bzw. Erzeugungskostenniveau repräsentieren, nur ein geringes Effizienzpotenzial haben dürfte. Andererseits könnte gerade durch in Einbindung in ein Market Coupling die Liquidität gefördert werden.³²

³⁰ Insbesondere wurde dem Antrag der Investoren des NorNed Seekabels auf Ausnahme vom Netzzugang Dritter (gem. Art 7 der Richtlinie 1228/2003) nur unter der Bedingung zugestimmt, dass die Vergabe der Kapazitäten auf Grundlage einer impliziten Auktion (Market Coupling) erfolgt.

³¹ Siehe entsprechende Pressemitteilung der EEX vom 22.09.2006, download: <http://www.eex.de/get.php?f=33f1b9fb57de5fc02b12f4cf64215cf4.pdf&m=download&session=71a54b85abb570bd747b5a27398de496>.

³² Diese dynamische Effekt der Einführung von OMC wird in Abschnitt 5.3.2 noch näher erläutert.

OMC für Anwendung innerhalb Deutschlands

In einigen Ländern Europas wird das Verfahren der impliziten Auktion auch für Austausch innerhalb des Landes erfolgreich angewendet (z.B. Italien, Nordpool innerhalb Norwegens). Die jeweiligen Preiszonen werden durch Engpässe in den jeweils nationalen Übertragungssystemen bestimmt. Hinsichtlich der Anwendung des OMC innerhalb Deutschlands ist zu bemerken, dass bisher keine Engpässe deklariert werden bzw. dass Engpässe mit dem Mittel des Redispatch bislang zufriedenstellend gelöst werden. Eine praktische Schwierigkeit dürfte außerdem dann auftreten, wenn die mit den Engpässen korrespondierenden Zonen nicht mit den Regelzonen übereinstimmen. In diesem Fall wäre die Schaffung von Preiszonen innerhalb Deutschlands notwendig, die von den Grenzen der Regelzonen abweichen, und für die jeweils Übertragungskapazitäten festgelegt werden müssten. Erst nach Schaffung dieser Zonen wäre der Einbezug des OMC auf die Grenzen innerhalb Deutschlands geeignet. Grundsätzlich bleibt jedoch festzuhalten, dass die Ausdehnung von OMC auf die Anwendung innerhalb Deutschlands möglich ist.

5.1.2 Aufteilung der Engpassrenten

Bei Netzengpässen entstehen sowohl bei der impliziten (OMC) wie auch der expliziten Auktion Engpassrenten, wenn die nachgefragte Übertragungskapazität die tatsächlich vorhandene Kuppelleitungskapazität übersteigt und Netznutzer einen positiven Preis für die Kapazität entrichten. Die Engpassrente entspricht (grob) dem Produkt aus Preisdifferenz auf beiden Seiten der Grenze und der Übertragungskapazität, jeweils korrigiert um die Preiselastizität im jeweiligen Markt.³³ Die Engpassrente drückt die Knappheit des Gutes „Übertragungskapazität“ aus.

Bei der bilateralen und der koordinierten **expliziten Auktion** fließen die Engpassrenten erfahrungsgemäß sowohl dem Verkäufer der Rechte (d.h. dem Auction Office of der verkaufenden beteiligten ÜNB) als auch den Händlern zu.

- Der Anteil der Händler an der Engpassrente bei der expliziten Auktion beläuft sich auf die tatsächliche Preisdifferenz auf den Strommärkten zu beiden Seiten der Grenze abzüglich des Preises, der für die Kapazität gezahlt wurde.
- Der Anteil der ÜNB an der Engpassrente bei der expliziten Auktion beläuft sich auf den Preis, der für die Kapazitätsrechte gezahlt wurde.

Die an der bilateralen expliziten Auktion beteiligten ÜNB teilen sich „ihren“ Anteil der Engpassrente (die Auktionserlöse) typischerweise nach einem individuell vereinbarten Schlüssel auf.

Bei der **impliziten Auktion** hingegen fließt die gesamte Engpassrente an das Auction Office. Dies liegt daran, dass im Falle eines Engpasses der „exportierte“ Strom zum Clearingpreis im Niedrigpreisland eingekauft und zum Clearing Preis

³³ Die Beachtung der Preiselastizität entspricht den Ausführungen wie in Abschnitt 2.2 dieses Berichts beschrieben.

im Hochpreisland verkauft wird. Der „Handelsgewinn“ aus dieser Transaktion verbleibt vollständig beim Auction Office. Da insbesondere bei einer Festlegung der Kapazitäten im Rahmen eines PTDF Modells die Kapazitäten pro Grenze im Zeitablauf variieren, ist die Aufteilung der Engpassrenten unter OMC weniger nahe liegend. Insbesondere bestehen im Falle von mehr als zwei teilnehmenden Zonen keine auf einzelne Grenzen bezogenen Gebote mehr, da die expliziten Gebote des Auction Office auch zwischen nicht benachbarten Zonen abgegeben werden dürfen und der implizite Auktionsanteil zu veränderten Bilanzen der nationalen Märkte führt, ohne dass dabei eindeutige Quelle-zu-Senke-Austausche bestünden.³⁴ Als Optionen bieten sich an die

- Aufteilung der Engpassrenten gemäß ökonomischer Indikatoren über die Wertigkeit der Engpässe; und
- lastflussbasierte Aufteilung der Engpassrenten.

Aufteilung gemäß ökonomischer Indikatoren

Der Clearingalgorithmus des OMC ermittelt für jeden engpassbehafteten (d.h. bis an seine Flussgrenze ausgenutzten) Interkonnektor einen stündlichen sog. Schattenpreis. Dieser entspricht dem Anstieg der Engpassrente, der sich bei Erhöhung der Kapazität des Engpasses um 1 MW ergäbe. Wählt man die Relationen der Schattenpreise als Aufteilungsschlüssel für die Engpassrente, so fällt diese theoretisch an die Interkonnektoren (bzw. deren angrenzende ÜNB), an denen eine Erhöhung der Kapazität aus Wohlfahrtssicht am sinnvollsten wäre. Allerdings sind Anreizwirkung und Umsetzbarkeit dieses Aufteilungsschlüssels durchaus kritikwürdig:

- Die Schattenpreise sind kurzfristige Indikatoren, die nicht zwingend konsistent zur Langfristigkeit eventueller Netzinvestitionen sind.
- Die Engpassrente würde möglicherweise nur auf wenige der am OMC teilnehmenden Länder verteilt, weil an den übrigen Grenzen rein nominell keine Überlastungen und damit keine von Null verschiedenen Schattenpreise auftreten. Dies würde tendenziell die Anreize zur Teilnahme am OMC in den betreffenden Ländern verringern.
- Wird die Kapazität eines Interkonnektors über das Engpassniveau hinaus erhöht, wird der dortige Schattenpreis zu Null, und ein neuer Engpass tritt an anderer Stelle auf. Dies könnte Anreize zum Erhalten von Engpässen setzen.

Lastflussbasierte Aufteilung

Die lastflussbasierte Aufteilung der Engpassrente erfolgt auf Basis berechneter Lastflüsse über mehrere Grenzen hinweg zwischen jenen TSOs, die am OMC beteiligt sind. Für die praktische Ausgestaltung der lastflussbasierten Aufteilung bieten sich an:

³⁴ Zwar müssen schlussendlich Quelle-zu-Senke-Fahrpläne generiert und den ÜNB übermittelt werden. Für ein gegebenes Ergebnis des OMC-Clearings bestehen dabei jedoch alternative, äquivalente Möglichkeiten. Eine an diese Austauschfahrpläne geknüpfte Engpassrentenaufteilung wäre somit willkürlich.

- Ex-ante Verfahren – Hier wird die Engpassrente auf Basis der – vor Allokation der Kapazität zwischen den ÜNB vereinbarten – PTDF-Matrix aufgeteilt; und
- Ex-post Verfahren – Hier wird die Engpassrente nach Nutzung der Kapazität auf Basis der tatsächlich gemessenen Lastflüsse auf den Kuppelleitungen aufgeteilt.

Das Ex-ante Verfahren weist dabei den Vorteil auf, dass die Rentenaufteilung ausschließlich auf Informationen beruht, die zum Allokationszeitpunkt gültig und bekannt sind. Beim Ex-post Verfahren würde die Rentenaufteilung dagegen von Unsicherheiten des Netzbetriebs sowie externen Faktoren (z.B. Parallelflüssen durch Austausch zwischen nicht am OMC teilnehmenden Ländern) beeinflusst.

Bei der Ausgestaltung einer lastflussbasierten Aufteilung sind diverse Untervarianten denkbar, so z.B. die Berücksichtigung absoluter Flüsse vs. relativer Auslastung der Interkonnektoren oder die Ergänzung von Gewichtungsfaktoren, etwa zur Berücksichtigung der Größe der Handelszonen oder des Clearingpreises des Austauschs über die Interkonnektoren.

Letztlich ist es eine Frage der Gewichtung der jeweiligen Vor- und Nachteile sowie Anreizwirkungen, welche Methode – oder Methodenkombination – aus regulatorischer Sicht zu favorisieren wäre.

5.2 WETTBEWERBLICHE VERTRÄGLICHKEIT (COMPLIANCE)

Die Bundesnetzagentur hat in einem dieser Studie vorangehenden Gutachten die juristische Machbarkeit des OMC detailliert untersuchen lassen. Die im Folgenden beschriebene Compliance Prüfung erstreckt sich daher nur auf ausgewählte Aspekte des ökonomischen (regulatorischen) Marktumfeldes, insbesondere:

- der Konformität des OMC mit der EU Richtlinie 1218/2003;
- der Gewährleistung von Informationstransparenz durch OMC;
- der Anfälligkeit für strategisches Bieterverhalten unter OMC; und
- der Konformität von OMC mit dem Abnahmevorrang für EEG-Einspeisung.

Wir gehen im Folgenden auf jeden dieser Aspekte im Detail ein.

5.2.1 Konformität mit allgemeinen Grundsätzen für das Engpassmanagement aus der Verordnung 1228/2003

Die in den vorangegangenen Kapiteln diskutierten Engpassmanagement-Verfahren (Szenarien 1-4) sind konform mit der EU-Verordnung 1228/2003 zum grenzüberschreitenden Stromhandel.

Insbesondere werden bei allen Szenarien die in Artikel 6 (1) der Verordnung genannten die Vorgaben einer nicht-diskriminierenden und **marktorientierten Vergabe** von Kapazitäten erfüllt.

- Die expliziten Auktionen in Szenario 1 und 3 stellen marktbasierete Verfahren dar, da hier der Preis für die Kapazitätsrechte aus den Geboten (bzw. den Zahlungsbereitschaften) der Nachfrager resultiert.
- Bei den hybriden Verfahren der Szenarien 2 und 4 werden die grenzüberschreitenden Kapazitäten den höchsten Kauf- und niedrigsten Verkaufsgeboten an den jeweiligen Strombörsen zugeteilt; mithin erfolgt die Kapazitätsvergabe ebenso einem marktbasiereten Mechanismus.
- Da sowohl implizite als auch einer explizite Auktionen im Falle des Zuschlags Zahlungsverpflichtungen auf Seiten des zum Zuge gekommenen Bieters zur Folge haben, ist davon auszugehen, dass die Auktionsresultate **wirksame wirtschaftliche Signale** an die Marktbeobachter bzw. Teilnehmer aussenden.

Solange alle Teilnehmer an impliziten und expliziten Auktionen zu den gleichen Bedingungen teilnehmen können und im Rahmen einer Teilnahme gleichermaßen („symmetrisch“) behandelt werden, erfüllen die in Szenarien 1-4 diskutierten Verfahren auch das Gebot der **Nichtdiskriminierung**. Nicht diskriminierend ist das Verfahren insbesondere durch anonymisierte Gebotsabgabe im Rahmen einer geschlossenen (sealed bid) Auktion, durch gleichmäßige Informationsverteilung an alle Bieter und durch die nichttransaktionsbezogene Behandlung von Netzengpässen³⁵.

Allerdings sei angemerkt, dass der Aspekt der Nichtdiskriminierung (wie auch der weiteren in den allgemeinen Grundsätzen des Artikels 6 der Verordnung genannten Grundsätze für das Engpassmanagement³⁶) weniger durch die Art dem EPM-Verfahrens gewährleistet wird, sondern vielmehr durch die konkrete Ausgestaltung des Auktionsrahmens und der Prozessausgestaltung sichergestellt werden kann.

Schließlich wird die in Art 6 (5) geforderte Saldierung der gegenläufigen beanspruchten Kapazitäten (das **Netting**) bei der impliziten Auktion automatisch im Rahmen des Allokationsmechanismus berücksichtigt. Bei der expliziten Auktion kann dieses Netting ebenfalls durchgeführt werden, wengleich hier ein manuelles Verfahren notwendig ist.

Insgesamt kann gefolgert werden, dass alle in dieser Studie betrachteten Engpassmanagementvarianten die in der Verordnung 1228/2003 Art 6 gemachten allgemeinen Grundsätze für das Engpassmanagement erfüllen.

³⁵ Nicht transaktionsbezogen im Sinne der Verordnung sind Methoden, die keinen Unterschied zwischen den Verträgen der einzelnen Marktteilnehmer machen.

³⁶ Hierzu zählen die Sicherheitsstandards für den sicheren Netzbetrieb (Art 6 (3)), die Abwicklung des Sekundärmarkts (Art 6 (4)), sowie die Verwendung der Einnahmen aus der Auktion (Art 6 (6)).

5.2.2 Gewährleistung von Informationstransparenz

Die EU-Richtlinie 1228/2003 enthält neben allgemeinen Grundsätzen für das Engpassmanagement auch eine Reihe von Anforderungen an die Transparenz des Engpassmanagementverfahren, insbesondere hinsichtlich:

- der **Tarifgestaltung** – gefordert werden transparente Entgelte für die Netznutzung einschließlich der Verbindungsleitungen im Übertragungsnetz;
- der **Sicherheits- Planungs- und Betriebsstandards** – diese sollen für die Marktteilnehmer transparent sein, um zu verhindern, dass unterschiedliche Sicherheits-, Betriebs- und Planungsstandards, die von ÜNB in den Mitgliedstaaten verwendet werden, zu einer Wettbewerbsverzerrung führen;
- des **Sekundärmarktes** – Kapazitäten, die nicht in Anspruch genommen werden, sollen nach einem offenen, transparenten und nichtdiskriminierenden Verfahren an den Markt zurückgehen;
- der **Anwendungsstandards** – die Übertragungsnetzbetreiber oder gegebenenfalls die Mitgliedstaaten müssen nichtdiskriminierende und transparente Standards festlegen, in denen angegeben ist, welche Engpassmanagementmethoden sie unter welchen Gegebenheiten anwenden werden; und
- der **Methode der Kapazitätszuteilung** – die Methode für die Zuweisung knapper Übertragungskapazitäten muss transparent sein. Hier gilt insbesondere Artikel 5 der Verordnung.

Grundsätzlich gilt, dass bei allen betrachteten Szenarien 1-4 prinzipiell ein Höchstmass an Transparenz im obigen Sinne gewährleistet werden kann. Hierzu ist jedoch weniger die Wirkungsweise eines bestimmten EPM Verfahrens ausschlaggebend als vielmehr der Wille, die entsprechenden Information öffentlich verfügbar zu machen und zu dokumentieren.

Hinsichtlich der Sicherheits- und Betriebsstandards, der Anwendungsstandards sowie der Methode der Kapazitätszuteilung könnte die geforderte Transparenz durch eine entsprechend umfangreiche Dokumentierung der Verfahren, z.B. im Internet, bewerkstelligt werden.

Hinsichtlich der Transparenz der Tarife und der verfügbaren Kapazitäten im Sekundärmarkt könnte sich eine öffentliche zeitnahe Information z.B. auf die anonymisierten Gebote gestaffelt nach Marktgebieten, auf die grenzüberschreitenden Kapazitäten und auf Preise je Stunde sowie auf die angebotenen Preise und Mengen im Sekundärmarkt erstrecken.

Somit können sowohl bei expliziten Auktionen als auch bei OMC die Anforderungen an die Transparenz des Verfahrens gewährleistet werden.

5.2.3 Anfälligkeit für strategisches Verhalten

In der Ökonomik bezeichnet man das Verhalten eines Marktteilnehmers als „strategisch“, wenn dieser bei seiner Produktions- oder Konsumentenscheidung die Auswirkung seines Verhaltens sowie das Verhalten der anderen Marktteilnehmer auf das Marktergebnis in Betracht zieht.³⁷ Strategisches Verhalten *per se* ist zunächst unter Effizienzgesichtspunkten nicht problematisch, sondern vielmehr Bestandteil jedes Marktgeschehens.

Wenn allerdings ein Marktteilnehmer in der Lage ist, durch eigenes strategisches Verhalten das Marktergebnis nachhaltig zu beeinflussen dahingehend, dass eine Allokation resultiert, die unter Wettbewerbsbedingungen nicht zustande kommt, so ist dies sowohl unter Effizienzgesichtspunkten als auch wettbewerbsrechtlich problematisch. Im Sinne des Artikels 82 EG-Vertrag liegt in diesem Fall eine marktbeherrschende Stellung vor. Dies soll an folgendem Beispiel aus dem Markt für Stromerzeugung verdeutlicht werden:

- Fall 1: Bietet ein Marktteilnehmer Strom aus einer bestimmten Erzeugungseinheit nicht zu Grenzkosten an, sondern marginal unter den Erzeugungskosten des nächst teureren Anbieters, so handelt er zwar strategisch, allerdings wird durch sein Verhalten das Marktergebnis nicht verzerrt, ein effizienter Kraftwerksabruf resultiert.³⁸
- Fall 2: Hält ein Marktteilnehmer Erzeugungskapazität mit niedrigen Grenzkosten zurück und gelingt es ihm dadurch, den Einsatz eines teureren Kraftwerks zu induzieren, das infolge dessen den Preis setzt, so wird das Marktergebnis verzerrt: Ohne die strategische Kapazitätszurückhaltung wäre das preissetzende (teure) Kraftwerk nicht eingesetzt worden.

Natürlich wird jeder Marktteilnehmer nur dann strategisch handeln, wenn sich diese Aktion für ihn auszahlt (d.h. strategisches Verhalten folgt dem Rationalitätsprinzip). Im soeben betrachteten Fall 2 zum Beispiel wird sich die Strategie nur dann auszahlen, wenn der Einnahmeverlust durch Zurückhaltung von Kapazität durch höhere Einnahmen in Folge des Preisanstiegs für weitere Kraftwerke desselben Anbieters mehr als kompensiert wird. Insofern bedingt das in Fall 2 beschriebene strategische Verhalten tendenziell eine gewisse Größe im Erzeugungsportfolio des Anbieters, eben eine marktbeherrschende Stellung.

³⁷ Im Gegensatz hierzu steht die Idee eines vollkommenen Wettbewerbsmarktes, in dem jeder Teilnehmer den Preis als Datum betrachtet und durch eigene Transaktionen das Marktergebnis nicht (oder nur marginal) beeinflusst. Vollständige Wettbewerbsmärkte führen in der ökonomischen Theorie zu effizienten Marktergebnissen und werden daher vom wohlfahrtsökonomischen Standpunkt aus als wünschenswert betrachtet.

³⁸ Angenommen, alle Erzeuger verfolgen diese Strategie. Dann resultiert im Marktgleichgewicht ein effizienter, kostenminimaler „Dispatch“. Zwar liegt der Marktpreis im betrachteten Fall oberhalb der Grenzkosten des preissetzenden Kraftwerks, bei kurzfristig unelastischer Gesamtnachfrage würde dies jedoch lediglich einer Umverteilung zwischen Konsumenten und Erzeugern entsprechen; die (statische) Effizienz des Marktergebnisses bleibt davon unberührt.

Strategisches Verhalten im Kontext von Engpassmanagement

Im Kontext der Bewertung von Engpassmanagementregimes ist strategisches Verhalten im wettbewerbsrechtlichen Sinne durch die Interaktion von Strommarkt und Kapazitätsmarkt relevant.³⁹

Eine Möglichkeit zu strategischem Verhalten bietet sich bei expliziten Auktionen insofern, als die Märkte für grenzüberschreitende Kapazität und der eigentliche Strommarkt zeitlich auseinander fallen. Da das Marktergebnis aus der Kapazitätsauktion noch vor dem Handelsschluss für das Commodity Produkt vorliegt, kann ein marktmächtiger Anbieter nach Zuteilung der Kapazitäten entscheiden, ob er strategisch handeln soll oder nicht.

Somit wäre es z.B. großen Erzeugern prinzipiell möglich, in Abhängigkeit der zuerkannten grenzüberschreitenden Kapazitäten ihre Erzeugungsmengen zu variieren und somit den Großhandelspreis in die gewünschte Richtung zu beeinflussen. Anreiz zu strategischem Verhalten besteht insbesondere dann, wenn sich das fragliche Unternehmen große Übertragungskontingente in der expliziten Auktion sichern konnte.

Dies sei an einem **Beispiel** illustriert: Ein Erzeuger habe eine marktbeherrschende Stellung in Hochpreisland A und (in geringerem Umfang) Erzeugungskapazitäten im Niedrigpreisland B. Weiterhin habe dieser Erzeuger im Rahmen einer expliziten Auktion einen großen Teil der Leitungskapazitäten von Land B in Land A erhalten, und stehe erst nach Erhalt dieser Information von der Entscheidung bzgl. des Kraftwerkeinsatzes. Hier könnte z.B. der Anreiz bestehen, durch Zurückhaltung von Kapazität in Land A das Preisniveau zu erhöhen (wie oben in Fall 2 beschrieben) und somit zusätzlich der Wert der Kapazitätsrechte von Land B nach Land A zu steigern.

Die Einführung impliziter Auktionen im Rahmen von OMC würde die Ausübung strategischen Verhaltens erschweren. Bei impliziten Auktionen müsste ein partiell marktmächtiges Unternehmen jeweils bereits vor Bekanntwerden der Marktergebnisse entscheiden, ob Marktmacht ausgeübt werden soll – eine Anpassung der Erzeugung an die Ergebnisse der Kapazitätsauktion ist nicht möglich, und das Potenzial für strategisches Verhalten wird entsprechend reduziert.

Ogleich sich die Auswirkung strategischen Verhaltens im Kontext von Engpassmanagement nur sehr schwierig quantifizieren lässt, dürfte sich bei OMC im ungünstigsten Fall das Potenzial für strategisches Verhalten durch simultane Kapazitäts- und Stromhandelszuteilung wie beschrieben reduzieren.⁴⁰

³⁹ Strategisches Verhalten allein auf Erzeugungsmärkten (z.B. Ausübung von Marktmacht) ist zwar ebenfalls ökonomisch und wettbewerbsrechtlich relevant, hat aber keinen direkten Bezug zur Wahl eines Engpassmanagementregimes. Zum Einfluss der Ausübung möglicher Marktmacht im Erzeugungsmarkt auf die quantitative Beurteilung von EPM Regimes im Rahmen dieser Studie wird in Abschnitt 5.3.1 unter dem Punkt „Verhalten der Marktakteure“ eingegangen.

⁴⁰ Die Ausführungen für eine tendenzielle Unterminierung strategischen Verhaltens durch Einführung von OMC gelten nur für Szenario 2 und 4.

5.2.4 Abnahmevorrang für EEG Einspeisung

In Deutschland besteht nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) ein Einspeisevorrang für erneuerbare Energien. Diese müssen bevorzugt und zu einem gesetzlich fixierten Tarif von den Netzbetreibern abgenommen und eingespeist werden.

Grundsätzlich erschwert der Abnahmevorrang der erneuerbaren Energien die Planung der Netzbelastung (insbesondere durch die kaum prognostizierbare Windeinspeisung) und erhöht dadurch das Risiko, dass bei Ausnutzung der grenzüberschreitenden Übertragungsrechte die Netzsicherheit gefährdet wird.

Es existieren jedoch im derzeitigen gesetzlichen Rahmen zumindest 3 Optionen, diesem Risiko zu begegnen:

- konservative Abschätzung der Übertragungskapazitäten – werden die Übertragungskapazitäten hinreichend niedrig abgeschätzt, lässt sich die Gefahr einer plötzlich veränderten Einspeisung, z.B. aufgrund hohen Windaufkommens, minimieren;
- Inkaufnahme eines Cross-border-Redispatches – dies würde im Prinzip jenem Verfahren entsprechen, das derzeit für die Lösung von Netzengpässen innerhalb Deutschlands angewendet wird; und
- tägliche Anpassung der Kapazitäten vor D-1 Auktion auf Basis der D-1 Windprognose – Diese Anpassung ist unabhängig von der Allokationsmethode (explizite Auktion oder OMC, NTC- oder PTDF-basierte Kapazitäten) durchführbar.

Sämtliche der soeben beschriebenen Optionen sind für alle betrachteten Szenarien 1-4 gleichermaßen anwendbar, und somit sind alle in den Szenarien 1-4 betrachteten EPM-Regimes mit dem EEG Einspeisevorrang kompatibel.

Durch Einführung von OMC könnte sich die Planungssicherheit der ÜNB tendenziell sogar erhöhen, wenn nach einem Clearing durch das Auction Office die Inanspruchnahme der grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten für die ÜNB besser prognostiziert werden kann als im Fall expliziter Auktionen.

Es kann somit gefolgert werden, dass OMC kompatibel ist zum Abnahmevorrang gem. EEG und dass OMC keine Effizienzverluste durch die Einspeisung erneuerbarer Energien nach sich zieht. OMC ist in dieser Hinsicht mindestens äquivalent zu den anderen EPM-Verfahren zu betrachten, bei einer wahrscheinlichen Erhöhung der Planungssicherheit durch OMC dürften durch die implizite Auktion tendenziell sogar Effizienzgewinne resultieren.

5.3 QUALITATIVE ASPEKTE

In diesem Abschnitt gehen wir abschließend auf die wesentlichen Annahmen ein, die der quantitativen Abschätzung zugrunde liegen und diskutieren Effekte des OMC, die erst nach dessen Einführung eintreten könnten und sich einer quantitativen Bewertung entziehen.

5.3.1 Annahmen hinter den Kosten- und Nutzenschätzungen

Im Folgenden kommentieren wir die Annahmen hinter der Kosten- und Nutzenschätzung. Wir unterscheiden hierbei:

- Eindeutige Effekte – Wir gehen zunächst auf jene Aspekte ein, deren Berücksichtigung in der quantitativen Analyse die Nutzenabschätzung in eine bestimmte Richtung verändern könnte (d.h. tendenziell zu einer Erhöhung oder Minderung des Nutzenzuwachses führen würde).
- Ambivalente Effekte – Hierunter sind jene Effekte zu verstehen, die die Einschätzung der Effizienzeigenschaften erhöhen oder verringern könnte.

Qualitative Aspekte mit eindeutiger Wirkung auf Effizienzabschätzung

Kosten der Entwicklung von OMC Software

Bei der Abschätzung der Kosten wurde davon ausgegangen, dass die Software zur Durchführung des OMC vollständig neu entwickelt werden muss; hierfür wurden Investitionskosten von in Höhe von € 1 mio veranschlagt.

Sollte allerdings – wie geplant – zwischenzeitlich das Market Coupling in Benelux mit den beteiligten Börsen Powernext (F), BelPEX (B) und APX (NL) eingeführt werden, so würde man vermutlich bei OMC mit Einschluss von F und NL auf (Teile) deren System(s) zurückgreifen können.

Eine vollständige Neuentwicklung wäre in diesem Falle nicht notwendig, und in dieser Hinsicht sind die zugrunde gelegten Investitionskosten tendenziell zu hoch angesetzt. Zu hoch angesetzte Kosten reduzieren den berechneten Netto-Wohlfahrtseffekt.

Geographische Beschränkung der quantitativen Analyse

Bedingt durch die begrenzte Verfügbarkeit relevanter Daten beschränkt sich die quantitative Analyse auf die Länder D, NL und F. Für die weiteren Nachbarländer liegen entweder keine Daten vor oder es bestehen keine Engpässe, wie in Abschnitt 2.3 beschrieben.

Eine Ausweitung der quantitativen Analyse (die Einbeziehung weiterer Grenzen in die Bewertung des OMC) würde tendenziell den Nutzen impliziter Auktionen erhöhen. Die geographische Einschränkung der Betrachtung auf die Länder D-F-NL unterschätzt daher tendenziell die in Abschnitt 3 illustrierten Ergebnisse den Zusatznutzen des OMC betreffend.

Abschätzung Intraday-Markt

Auf das Problem der quantitativen Modellierung des Zusatznutzens alternativer EPM Regimes mit historischen Daten unter der Hypothese, dass im Ausgangsszenario ein Intraday-Markt stattfindet, wurde an verschiedenen Stellen bereits hingewiesen.

Die Berücksichtigung des Intraday-Marktes erfordert im Rahmen der quantitativen Bewertung eine Modellierung der Ermittlung der freien, schnell aktivierbaren Kraftwerksleistung, die für eine Intraday-Optimierung verfügbar wäre, und deren Berücksichtigung in den historischen Daten. In Annex 2 wird die entsprechende Methodik detailliert dargelegt.

Im Zuge der Arbeitssitzungen mit der Bundesnetzagentur und der Studiengruppe Engpassmanagement wurde die Meinung geäußert, dass die kurzfristig verfügbaren Kapazitäten höher seien als von Beraterkonsortium berechnet. Daraufhin wurde insbesondere die Händlerseite eingeladen, eine eigene Einschätzung abzugeben – von dieser Möglichkeit wurde allerdings kein Gebrauch gemacht.

Im Nachgang zur Abschlusspräsentation der Ergebnisse wurde außerdem die Meinung geäußert, dass sich durch eine zeitliche Verschiebung des Gate-Closure an den Strombörsen nach hinten und einen daran anschließenden vollkommenen Intraday-Markt alle verbleibenden Ineffizienzen im Zusammenhang mit expliziten Auktionen vollständig beheben ließen. Wie bereits in Abschnitt 3.3 dargelegt, wird das Effizienzpotenzial selbst eines perfekten Intraday-Marktes jedoch durch physische Randbedingungen hinsichtlich der für Intraday-Handel verfügbaren Kraftwerkskapazität begrenzt. Die Randbedingungen werden insbesondere durch den notwendigen Zeitraum zwischen Handelsende und Nominierung sowie durch die Fristigkeit einer Kraftwerkseinsatzplanung auf Seiten der Erzeuger gesetzt. Diese Restriktionen bedingen, dass nur bestimmte relativ flexible Erzeugungstechnologien als physische Anbieter am Intraday-Handel teilnehmen können.

Tendenziell würde eine zu gering angesetzte Intraday-Kapazität zu einer Überschätzung des Nutzens von OMC führen. Alternativ wurde daher im Rahmen der Analyse insbesondere der Aspekt der freien Kraftwerksleistung einer Sensitivitätsrechnung unterzogen (wie in Abschnitt 3 beschrieben).

Verwendung der NECs führt zu konservativer Abschätzung des Nutzenzuwachses

Wie bereits in Abschnitt 2.2 dargelegt, werden über die vorliegenden Gebotskurven der jeweiligen Strombörsen (den sog. Net Export Curves NEC) die Grenzkosten in der Stromerzeugung des jeweils nationalen Erzeugungsparks approximiert.

Durch die Bildung des Integrals der Differenz zwischen zwei NECs über die jeweils noch nutzbare Interkonnektorkapazität wird sodann der Zusatznutzen von OMC abgeschätzt.

Da jedoch nur ein Teil der gesamten Stromerzeugungskapazität eines Landes über den Spotmarkt der jeweiligen Börse angeboten wird, dürfte die Steigung der NEC-Kurve steiler sein als jene der tatsächlich zugrundeliegenden Erzeugungskostenkurve.

Bei gegebener ungenutzter Kuppelleitungskapazität hat dies zur Folge, dass der geschätzte Nutzenzuwachs durch OMC tendenziell zu gering abgeschätzt wird.

Je „steiler“ die NECs im Vergleich zu den tatsächlichen Kostenkurven, desto geringer die Fläche zwischen zwei NECs in relevanten Mengenbereich.

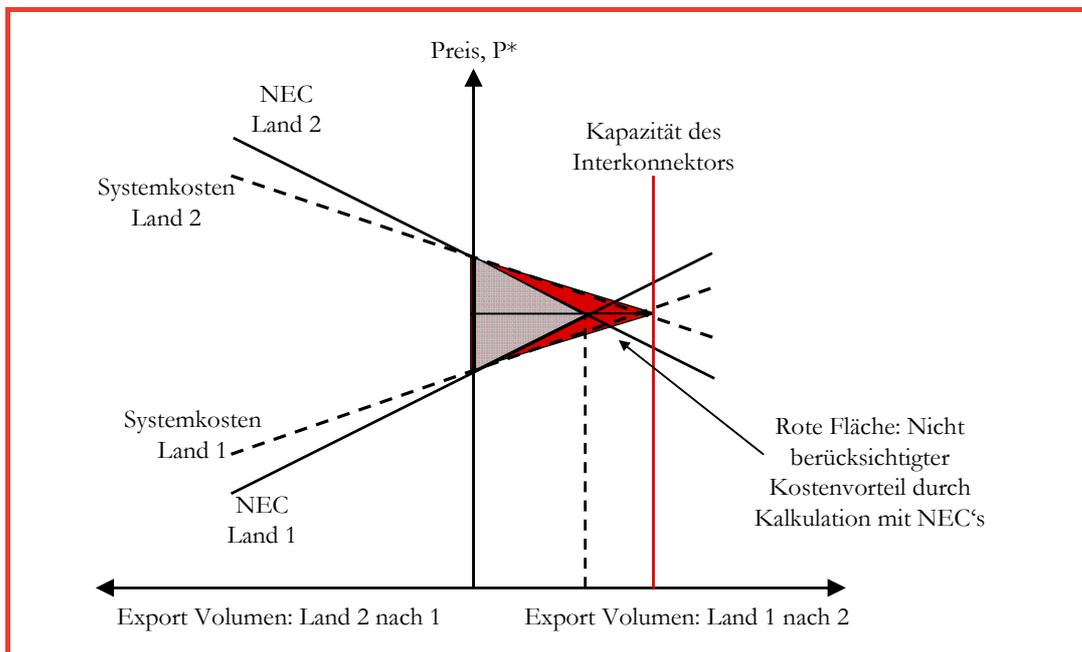


Abbildung 10: Konservative Abschätzung des Nutzens durch Verwendung von NECs

Quelle: Frontier Economics / Consentec / IAEW

Qualitative Aspekte mit ambivalenter Wirkung auf die Effizienzeinschätzung

Berücksichtigung von Netzverlusten

Bei der Berechnung der Nutzen wurde unterstellt, dass eine Nutzung freier Kapazitäten keine Veränderung der Netzverluste nach sich zieht. Würde man die Veränderung der Netzverluste berücksichtigen, so hätte dies eine ambivalente Wirkung auf den Nutzenszuwachs von OMC.

- Zum einen könnte sich geschätzte Zusatznutzen von OMC tendenziell reduzieren, da die verbliebene freie Interkonnektor Kapazität nicht voll ausgeschöpft würde.
- Zum anderen könnten verstärkte grenzüberschreitende Lastflüsse Netzverluste reduzieren, wenn damit die internen Lastflüsse auf den jeweils nationalen Übertragungssystemen reduziert würden.

Insgesamt dürften die möglichen Auswirkungen einer Berücksichtigung von Netzverlusten sehr gering sein.⁴¹

⁴¹ Dies wird dadurch unterstrichen, dass auch in Zeiten integrierter Erzeugungs- und Übertragungsunternehmen die Netzverluste bei der Kraftwerkseinsatzplanung nicht berücksichtigt wurden.

Verhalten der Marktakteure auf dem Erzeugungsmarkt

In der quantitativen Analyse wurde die Möglichkeit der Ausübung von Marktmacht nicht berücksichtigt. Insbesondere wird in der Nutzenabschätzung davon ausgegangen, dass Differenzen in den Großhandelspreisen die Unterschiede in den marginalen Systemkosten reflektieren. Dementsprechend wird unterstellt, dass die Veränderung der Preise durch Nutzung freier grenzüberschreitender Kapazitäten Kostenänderungen und somit Effizienzsteigerungspotenzial darstellen.

Die Wirkung einer Berücksichtigung der Ausübung von Marktmacht im quantitativen Modell wäre ambivalent, wie folgende Fallunterscheidung illustriert:

- Fall 1: Existenz von Marktmacht im Land mit höherem Preis, keine Marktmacht im Land mit niedrigem Preis – In diesem Fall würde der Nutzen von OMC tendenziell überschätzt, da die tatsächlichen Kosteneinsparungen geringer sind, als aus der Differenz der Großhandelspreise hervorgeht.
- Fall 2: Existenz von Marktmacht im Land mit niedrigem Preis, keine Marktmacht im Land mit niedrigem Preis – In diesem Fall würde der Nutzen von OMC tendenziell unterschätzt, da die tatsächlichen Kosteneinsparungen höher sind, als aus der Differenz der Großhandelspreise hervorgeht.
- Fall 3: Existenz von Marktmacht in beiden Ländern – Nutzen von OMC wird über- oder unterschätzt, je nach Höhe des in den Preisen enthaltenen Mark-Ups.

Ohne eine sehr detaillierte Untersuchung der Marktmacht in den einzelnen Ländern ist es nicht möglich, den Gesamteffekt abzuschätzen. Insgesamt ist der Effekt der Nichtberücksichtigung von Marktmacht ambivalent.

Kurzfristig unelastische Gesamtnachfrage

Bei der Nutzenabschätzung wurde unterstellt, dass sich die Nachfrage nach Strom in Folge einer Anpassung des Großhandelspreises durch zusätzlichen grenzüberschreitenden Austausch nicht ändert.

Die Annahme einer kurzfristig (nahezu) unelastischen Nachfrage für das Produkt Strom entspricht zum einen der in der Literatur gängigen Praxis.⁴² Zum anderen wäre der Effekt einer Berücksichtigung von Nachfrageelastizitäten ambivalent:

- Eine Erhöhung des Großhandelspreises im Exportland würde zu einer *Verringerung* der Konsumentenrente führen.

⁴² Siehe z.B. Prof. Axel Ockenfels im Interview mit Frankfurter Allgemeinen Zeitung am 20. April 2006, Zitat: "Auf der Strombörse ist die Nachfrage aufgrund der mangelnden Substituierbarkeit sowie der fehlenden Lagerbarkeit von Strom notorisch unflexibel und unelastisch". Download: <http://ockenfels.uni-koeln.de/download/press/2006-04-20-faz.pdf#search=%22strom%20nachfrage%20unelastisch%22>.

Siehe hierzu weiterhin: Twomey, P., Green, R., Neuhoff, K., Newbery, D. (2005): "A Review of the Monitoring of Market Power.", CMI Working Paper 71. Cambridge, UK.

- Eine entsprechende Verringerung des Großhandelspreises im Importland würde zu einer *Erhöhung* der Konsumentenrente führen.

Der Gesamteffekt hinge davon ab, welcher der beiden o.g. Effekte stärker ins Gewicht fällt. Insgesamt ist davon auszugehen, dass die Berücksichtigung von (erwartungsgemäß sehr geringen) Nachfrageelastizitäten nur eine unwesentliche Auswirkung auf die Nutzenabschätzung hätte.

5.3.2 Zukünftige strukturelle Änderungen des Marktumfeldes

Die Einführung des OMC hätte auch Einfluss auf die zukünftige Entwicklung von Märkten und würde gewisse Optionen schaffen (z.B. Mitbestimmung bei internationaler Diskussion um Engpassmanagement), die sich derzeit kaum beziffern lassen. Wir gehen daher qualitativ auf folgende Aspekte ein:

- Steigerung der Liquidität an Strombörsen durch OMC;
- Erhöhung der Versorgungssicherheit durch Market Coupling;
- Mitbestimmung bei internationaler Diskussion um EPM; und
- Zukünftige Veränderung der internationalen Preisdifferenzen.

Effizienzgewinne durch steigende Liquidität an den Strombörsen

Mit der Einführung von OMC kommt es zu einer Vereinfachung des grenzüberschreitenden Handels. Insbesondere verringern sich durch ein Energiegeschäft mit simultanem Kapazitätserwerb die Risiken und die Kosten des expliziten Kapazitätserwerbs.

Es ist davon auszugehen, dass diese Vereinfachung zu einer erhöhten Handelsbereitschaft und Aktivität sowohl risikoaverser als auch weniger erfahrener Akteure führt. Die hieraus zu erwartenden Erhöhung der Liquidität an den beteiligten Strombörsen stellt einen positiven Wohlfahrtseffekt an sich dar, der nicht in die quantitative Bewertung einfließt.

Insbesondere wird durch erhöhte Preistransparenz und erhöhte Verlässlichkeit der Preissignale die allokativen Effizienz des Marktes erhöht.

Erhöhung der Versorgungssicherheit durch stärkere Integration der Märkte

Durch Einführung von OMC käme es zu einer stärkeren Integration (einem Coupling) der Energiemärkte. Beispielsweise käme es durch Einführung von OMC allein an die Grenzen D-NL und D-F sowie das geplante Market-Coupling in Benelux mit einer eventuellen Ausweitung nach Norden (NorNed Kabel zwischen NL und NO) sowie nach Süden (Leitung E-F) zu einer ansatzweisen Kopplung von Energiemärkten, die nahezu das gesamte westliche Europa umfassen würden.

Eine verstärkt flexible Anbindung des jeweils nationalen Energiemarktes an dieses mehrere Länder umfassende Marktgebiet würde zu einem Anstieg der Versorgungssicherheit in D (und auch in den anderen beteiligten Ländern) führen. Insbesondere käme es zu einer Erhöhung der langfristigen

Versorgungssicherheit, da Kapazitätsreserven in der Erzeugung über mehrere Länder noch stärker gepoolt werden könnten.

Die Auswirkung von OMC auf die Versorgungssicherheit ist nur sehr schwer zu quantifizieren und wurde in dieser Studie nicht verfolgt.

Situation mit OMC verbessert Mitbestimmung bei internationaler Diskussion um Engpassmanagement

Ogleich in Europa derzeit nur im nordischen Strommarkt (Nordpool) eine grenzüberschreitende implizite Auktion mit Kopplung nationaler Energiemärkte zur Anwendung kommt, deutet einiges darauf hin, dass das „Market Coupling“ an Bedeutung gewinnt und es an einer Reihe von Grenzen die derzeitigen Engpassmanagementregimes ersetzen wird (z.B. in Benelux, möglicherweise – zumindest mittelfristig – auch an den Grenzen nach Italien⁴³).

Die Einführung von OMC zu einem frühen Zeitpunkt würde es deutschen Stakeholdern erleichtern, die weiteren Entwicklungen im Engpassmanagement im Rahmen einer engeren Integration der Märkte zu steuern und u.U. eigene Interessen einzubringen. Zum jetzigen Zeitpunkt ist eine Quantifizierung dieser Optionalitäten nicht möglich.

Effizienzvorteil von OMC gegenüber expliziten Auktionen unabhängig von betrachteten Preisniveaus

Der in dieser Studie abgeschätzte Nutzenzuwachs von OMC basiert unter anderem auf historischen Preisen des Jahres 2005 in Deutschland, den Niederlanden und Frankreich. Die Höhe des geschätzten Nutzenzuwachses ist somit zum Teil von der Höhe der Preisdifferenzen im Betrachtungsjahr – korrigiert um die Minderung durch Intraday-Optimierung – bestimmt.

Die Aussage, dass OMC Nutzenzuwächse gegenüber der expliziten Auktion generiert, hat jedoch auch Bestand für geringere durchschnittliche Preisdifferenzen als im Beobachtungszeitraum und ist mithin nicht an die konkret vorhandenen Daten geknüpft.

Dies illustriert folgendes Beispiel: Angenommen, die tagesdurchschnittlichen Preise in D, F und NL seien identisch, die durchschnittlichen Preisdifferenzen mithin gleich Null. Weiterhin angenommen, dass die Preise untertäglich gewissen Schwankungen unterworfen sind und nicht vollständig korreliert sind.⁴⁴

- Inhaber expliziter Kapazitätsrechte (z.B. Tagesrechte) würden in dieser Situation bei Nominierung ihrer Übertragungsrechte einen erwarteten

⁴³ Derzeit werden Engpässe innerhalb Italiens mittels einer impliziten Auktion vergeben, durchgeführt durch die italienische Strombörse Gestore Mercato Elettrico (GME). Grenzüberschreitende Leitungen sind zwar noch nicht mit einbezogen, allerdings existieren bereits hypothetische Preisgebiete für die angrenzenden Länder.

⁴⁴ Somit kommt trotz tagesdurchschnittlich gleicher Preise auf Stundenbasis zu Preisdifferenzen zwischen D, F und NL. Die Schwankungen der Preise folgen unterschiedlichen statistischen Verteilungen.

Gewinn von Null erzielen⁴⁵ und wären somit indifferent zwischen Nutzung oder Nichtnutzung des Übertragungsrechtes.

- Eine implizite Auktion hingegen erlaubt die Berücksichtigung untertägiger Preisdifferenzen (bzw. Unterschieden in den Erzeugungskosten über den Tag hinweg). Bei OMC wäre es mithin möglich, Kosteneffizienzen für jede Stunde eines Tages zu heben, indem Kuppelleitungskapazitäten auf Stundenbasis jeweils in die kommerziell attraktive Richtung genutzt werden.

Grundsätzlich gilt hierbei, dass die Vorteile von OMC in diesem Fall umso größer sind, je stärker die untertägigen Preisdifferenzen auf in den jeweils betrachteten Marktgebieten auftreten.⁴⁶

Fazit: Die Effizienzvorteile von OMC gegenüber expliziten Auktionen bestehen unabhängig von der gewählten Datenbasis, solange kurzfristige Preisschwankungen zwischen den jeweiligen Ländern auftreten; ihr Ausmaß hängt ab von

- der Volatilität der Preise; und
- der Ineffizienz der Nutzung der Kapazitäten unter expliziten Auktionen.

⁴⁵ Annahme: Die Händler haben zum Zeitpunkt der Nominierung keine vollkommene Voraussicht über die Preisentwicklung für jede Stunde des betreffenden Tages.

⁴⁶ Die Vorteile von OMC in einer solchen Situation könnten durch statistische Methoden (z.B. Monte-Carlo-Simulationen) quantifiziert werden.

6 Schlussbetrachtung

Vor dem Hintergrund der EU-Richtlinie 1228 aus dem Jahr 2003 zum grenzüberschreitenden Stromhandel wurden in Europa eine Reihe möglicher Engpassmanagementverfahren diskutiert. In Deutschland wurde insbesondere das Modell des Open Market Coupling diskutiert, das durch die parallele Anwendung expliziter und impliziter Auktionen für grenzüberschreitende Übertragungskapazitäten charakterisiert ist. Während sich bei impliziten Auktionen einerseits tendenziell eine effizientere Nutzung bestehender Kuppelleitungskapazitäten erwarten lässt, macht das Verfahren andererseits die Schaffung eines Auction Office notwendig.

Die BNetzA hat das Konsortium aus Frontier Economics (London/Köln), Consentec (Aachen) und IAEW (Aachen) damit beauftragt, den möglichen Effizienzgewinn abzuschätzen, der durch OMC relativ zu einem Regime mit expliziten Auktionen erzielt werden kann. Dabei sollte in Abweichung vom Status Quo vorausgesetzt werden, dass in jedem Fall ein grenzüberschreitender Intraday-Handel existiert. Weiterhin war zu untersuchen, ob OMC kompatibel mit den derzeitigen Marktarrangements und den Anforderungen aus der Richtlinie EC 1228/2003 ist, und welche Ausgestaltungsmöglichkeiten sich für eine Implementierung bieten.

ERGEBNISSE DER QUANTITATIVEN SCHÄTZUNG

Die Ergebnisse der quantitativen Abschätzung des Nutzenzuwachses deuten darauf hin, dass die Einführung von OMC tatsächlich Wohlfahrtsgewinne erlaubt. Insbesondere lässt sich schlussfolgern:

- Durch die geplante Einführung von grenzüberschreitendem Intraday-Handel können bereits Effizienzpotenziale bei der Vergabe von Kapazitätsrechten ausgeschöpft werden (d.h. einige der beobachteten Ineffizienzen expliziter Auktionen abgebaut werden).
- Durch die Einführung von OMC können (allein an den Grenzen Richtung F und NL und auf Basis von Daten für 2005) zusätzliche Optimierungspotenziale in der Größenordnung von € 8-12 mio/Jahr realisiert werden. Dieses zusätzliche Potenzial entsteht, da nicht alle Kraftwerkskapazitäten so flexibel eingesetzt werden können, dass sie kurzfristig („intraday“) zu einer Optimierung beitragen können. Diese Kapazitäten können am effizientesten im Rahmen einer synchronisierten Energie- und Kapazitätsauktion day-ahead eingeplant werden.
- Die Einführung eines Kapazitätsmodells unter Beachtung zu erwartender Lastflüsse (so genanntes Power Transfer Distribution Factor (PTDF) Modell) erlaubt die Realisierung weiterer Effizienzgewinne, sowohl im Fall expliziter Auktionen als auch bei OMC. Die Vorteile des PTDF-Modells werden im Fall eines perfekten Intraday-Marktes weitestgehend auf Intraday-Basis und nicht über das OMC realisiert. Ist der Intraday-Markt hingegen nicht perfekt, können die Vorteile des PTDF-Modells über das OMC-Verfahren ausgeschöpft werden.

- Die Zusatzkosten der Schaffung eines Auction Office bei Einführung von OMC liegen bei weniger als € 1 mio/Jahr.
- Damit würde die Einführung eines OMC Mechanismus z.B. an den Grenzen Richtung NL und F Nettowohlfahrtsgewinne in Höhe von € 7-11 mio/Jahr nach sich ziehen.
- Die grundsätzlichen Effizienzvorteile von OMC gegenüber expliziten Auktionen bestehen unabhängig davon, ob systematische Preisdifferenzen zwischen Ländern bestehen, solange kurzfristige Preisschwankungen zwischen den jeweiligen Ländern auftreten.

Die quantitative Abschätzung der Effizienzgewinne basierte auf der Schätzung der zusätzlichen Handelsgewinne unter OMC relativ zu einem Referenzszenario mit expliziten Auktionen. Diese Schätzung erfolgte dabei unter sehr konservativen Annahmen (d.h. die Vorteile des OMC wurden tendenziell unterschätzt). Im Referenzszenario (und auch im Szenario mit OMC) wurde z.B. die Existenz eines perfekten grenzüberschreitenden Intraday-Marktes unterstellt, über den bereits umfangreiche Optimierungspotenziale ausgeschöpft werden könnten. In einem solchen perfekten Intraday-Markt müssten Kapazitäten über implizite Auktionen vergeben werden, und sie müssten in Form von Kapazitätspflichten in einem liquiden Markt gehandelt werden, in dem alle neuen Transaktionen laufend in das System eingepflegt werden, um die jeweils verfügbaren Übertragungskapazitäten in Echtzeit fortlaufend neu zu ermitteln. Kommt der Intraday-Markt nicht oder ist er nicht entsprechend perfekt, würden die durch OMC realisierbaren Optimierungspotenziale höher ausfallen als von uns geschätzt.

Eine Abschätzung, wie sich die Vorteile des OMC auf verschiedene Stakeholder verteilen, war nicht Gegenstand dieses Gutachtens.

COMPLIANCE

Dem vorliegenden ökonomischen Gutachten gingen ein juristisches und ein ingenieurwissenschaftliches Gutachten voraus. Während insbesondere im juristischen Gutachten ein Großteil der rechtlichen Aspekte des OMC erörtert wurde, wird in dieser Studie ergänzend die Kompatibilität alternativer Engpassmanagementregimes mit den Anforderungen aus dem Regulierungsumfeld geprüft. Hierbei zeigt sich:

- Sowohl explizite Kapazitätsauktionen also auch das Open Market Coupling (OMC) sind kompatibel mit der Verordnung EC 1228/2003, die marktorientierte Zuteilungsverfahren an engpassbehafteten Grenzen vorsieht. Diese Einschätzung gilt sowohl im Hinblick auf die allgemeinen Grundsätze für das Engpassmanagement (Art. 6 der Verordnung) als auch hinsichtlich der Anforderungen an die Transparenz des Verfahrens.
- OMC ist kompatibel mit Vorrangregeln für Einspeisemodelle z.B. für Windenergie in Deutschland.

Schlussbetrachtung

- OMC kann einen Beitrag leisten zur Unterminierung strategischen Anbieterverhaltens (wo dies vorliegt). Insbesondere wird durch die Synchronisation von Kapazitäts- und Energiemarkt das Potenzial für strategische Verhaltensweisen reduziert.

AUSGESTALTUNGSMÖGLICHKEITEN

Für die Implementierung des OMC bestehen zahlreiche Ausgestaltungsoptionen:

- Geographische Reichweite –
 - Die zunächst nächstliegende Ausgestaltungsoption dürfte jene des OMC an den Grenzen zu Frankreich, den Niederlanden und ggf. Dänemark bzw. Nordpool sein. Nicht nur existieren in allen genannten Ländern liquide Stromgroßhandelsmärkte und Engpässe auf den grenzüberschreitenden Kuppelleitungen, sondern es ist auch geplant, an anderen Außengrenzen dieser Länder implizite Auktionen für grenzüberschreitende Leitungskapazitäten einzuführen (z.B. trilaterales Market Coupling zwischen Belgien, Frankreich und den Niederlanden und Market Coupling zwischen Norwegen und den Niederlanden über das geplante NorNed Kabel) bzw. es existieren bereits Mechanismen für den grenzüberschreitenden Stromhandel mittels impliziter Auktionen (z.B. Schweden-Deutschland über das Kontek Kabel).
 - Eine Ausdehnung von OMC auf weitere Länder wird derzeit noch durch fehlende liquide Großhandelsmärkte bzw. Handelsplattformen in der Schweiz, Tschechien und Polen erschwert. Allerdings ist zu bedenken, dass sich eine entsprechende Liquidität durch die Einführung eines OMC mit diesen Ländern entwickeln könnte.
 - Zwischen Deutschland und Österreich liegen derzeit keine Kapazitätsengpässe vor, so dass sich an dieser Grenze auch nicht die Frage nach einer Engpassbewirtschaftung stellt.
 - Auch innerhalb Deutschlands wäre die Anwendung eines OMC-Ansatzes denkbar, sollten in Zukunft systematische Engpässe innerhalb Deutschlands auftreten. Mit impliziten Auktionsverfahren innerhalb eines Landes liegen z.B. bereits Erfahrungen aus Norwegen und aus Italien vor.
- Die Aufteilung der Engpassrenten, die beim OMC anfallen, könnte einerseits anhand ökonomischer Indikatoren über die Wertigkeit der Engpässe und andererseits lastflussbasiert erfolgen. Darüber hinaus sind mittels Gewichtungen und Kombinationen von Methoden diverse Untervarianten denkbar. Letztlich ist es eine Frage der Gewichtung der jeweiligen Vor- und Nachteile sowie Anreizwirkungen, welche Methode – oder Methodenkombination – aus regulatorischer Sicht zu favorisieren wäre.

Schlussbetrachtung

SCHLUSSFOLGERUNG

Das Gutachten kommt zu dem Schluss, dass die Einführung von OMC auch bei konservativer Schätzung Nettowohlfahrtsgewinne von ca. € 7-11 mio/Jahr erwarten lässt, wenn man alleine die Grenzen nach Frankreich und den Niederlanden betrachtet. Die Ausweitung auf weitere Grenzen würde tendenziell einen höheren Nutzenzuwachs erwarten lassen, während die Zusatzkosten nahezu unverändert blieben.

Das Verfahren ist kompatibel mit den regulatorischen Rahmenbedingungen sowohl auf europäischer Ebene (insbesondere Verordnung 1228/2003) als auch auf nationaler Ebene (z.B. Einspeisevorrang für erneuerbare Energien).

Literaturverzeichnis

- Bundesnetzagentur (2005): „Regulatorische Fragen zur geplanten Auktion an der deutsch-schweizerischen Grenze“, Präsentation von F.-P. Hansen vom 25. November 2005, download: http://www.enbw.com/content/de/netznutzer/media/pdf/engpass_auktion/1_Bundesnetzagentur.pdf .
- EEX (2005): “Present status, recognized problems – an Overview on different solutions for market coupling”, Vortrag auf dem Nordic Mini Forum zum Engpassmanagement, Helsinki 19. Januar 2005, download: http://ec.europa.eu/energy/electricity/florence/doc/mini_fora/helsinki/eex.pdf
- Energinet.dk (2005) „Pilot Project on Market Coupling Denmark-Germany“, Diskussionspapier, datiert vom 2. Juni 2005.
- Frankfurter Allgemeine Zeitung vom 20. April 2006: Interview mit Prof. Axel Ockenfels; download: <http://ockenfels.uni-koeln.de/download/press/2006-04-20-faz.pdf#search=%22strom%20nachfrage%20unelastisch%22>
- Frontier Economics/Consentec (2004) “Analysis of cross-border congestion management methods”, Studie für die Generaldirektion Energie der Europäischen Kommission, download: http://ec.europa.eu/energy/electricity/publications/doc/ec_congestion_management_methods_final_report_june2004.pdf.
- Frontier Economics/Consentec (2005) “Benefits and practical steps towards the integration of intraday electricity markets and balancing mechanisms”, Studie für die Europäische Kommission, download: http://ec.europa.eu/energy/electricity/publications/doc/frontier_consentec_balancing_dec_2005.pdf.
- Kühling et al (2006) „Rechtsgutachten über die Etablierung eines Auction Office im Rahmen des Open Market Coupling“.
- Neus, H. (2003): „Integrierte Planung von Brennstoffbeschaffung und Energieeinsatz zur Stromerzeugung“, Dissertation, RWTH Aachen 2003.
- Poll, H.; Flicke, H. P.; Stern, B.; Haubrich, H.-J. (2002): „Kraftwerkseinsatzsimulation unter Einbeziehung von Strom- und Brennstoffmarkt“, erschienen in Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Band 52 (2002), Heft 1/2.
- Schwarz/Lang (2006): „Europäische Stromerzeugungsmärkte am Beispiel Zentraleuropas: Stand der Integration und Handlungsbedarf“, Arbeitspapier Universität Erlangen, April 2006 (<http://www.economics.phil.uni-erlangen.de/forschung/energie/abstracts/integration.pdf>).
- Twomey, P., Green, R., Neuhoff, K., Newbery, D. (2005): “A Review of the Monitoring of Market Power.”, CMI Working Paper 71. Cambridge, UK.

Annex 1: Detaillierung der Methodik zur Abschätzung von Nutzen und Kosten

In Abschnitt 2 im Hauptteil dieses Berichts wurde überblicksartig auf die Methodik zur Abschätzung des Zusatznutzens der einzelnen EPM-Regimes eingegangen.

In diesem Abschnitt erläutern wir die Methodik im Detail und illustrieren die Vorgehensweise anhand einer einfachen Beispielrechnung.

PRINZIPIELLE METHODIK

Die Einführung eines Market Coupling (wie z.B. OMC) ist anhand zweier wesentlicher ökonomischer Effekte zu beurteilen:

- **Zusatznutzen** – Erhöhung der gesamten Produzenten- und Konsumentenrente (der „Wohlfahrt“) durch effizientere Nutzung der bestehenden grenzüberschreitenden Übertragungskapazität; und
- **Zusatzkosten** – Mehrkosten durch die Umsetzung des OMC.⁴⁷

Die Mehrkosten für die Umsetzung und den Betrieb des OMC wurden anhand stilisierter Geschäftspläne berechnet, wie in Abschnitt 4.1 dargestellt; die Methodik für die Abschätzung der Zusatzkosten wird in diesem Annex nicht mehr weiter erläutert.

Die Schätzung des Zusatznutzens (der Wohlfahrtseffekt) von OMC erfordert die Anwendung ökonomischer Modellierung. Insbesondere kann der zusätzliche Effizienzgewinn anhand der Handelsgewinne abgeschätzt werden, die man hätte realisieren können, wenn im betrachteten Zeitraum (Januar bis Dezember 2005) eine implizite Auktion stattgefunden hätte.

Der Handelsgewinn (bzw. Zusatznutzen) von OMC lässt sich im Wesentlichen als Kombination einer Mengen- und einer Kostenkomponente ableiten:

- Die **Mengenkomponente** ergibt sich aus der zusätzlichen Nutzung jener Kapazität an Grenze X in Stunde h, die im Referenzszenario nicht genutzt wird, obgleich die Preise dies- und jenseits der Grenze differieren.
- Die **Kostenkomponente** wird aus der Differenz der Großhandelspreise abgeschätzt. Die Preisdifferenz wird als Proxy-Größe für die Unterschiede in den Erzeugungsgrenzkosten dies- und jenseits der Grenze verwendet.

In Abbildung 11 wird diese Methodik beispielhaft für den Fall der Senkung der Systemkosten (p_0 nach p_1) durch zusätzlichen Import (q_0 nach q_1) aus dem Niedrigpreisland illustriert (entspricht Abbildung 5 im Hauptteil dieses Gutachtens).

⁴⁷ Ein potenzieller dritter Effekt, die *Änderung* der Betriebskosten für Strombörsen und Händler durch Einführung von MC in D-1 Märkten mit expliziter Auktion, wird nicht untersucht.

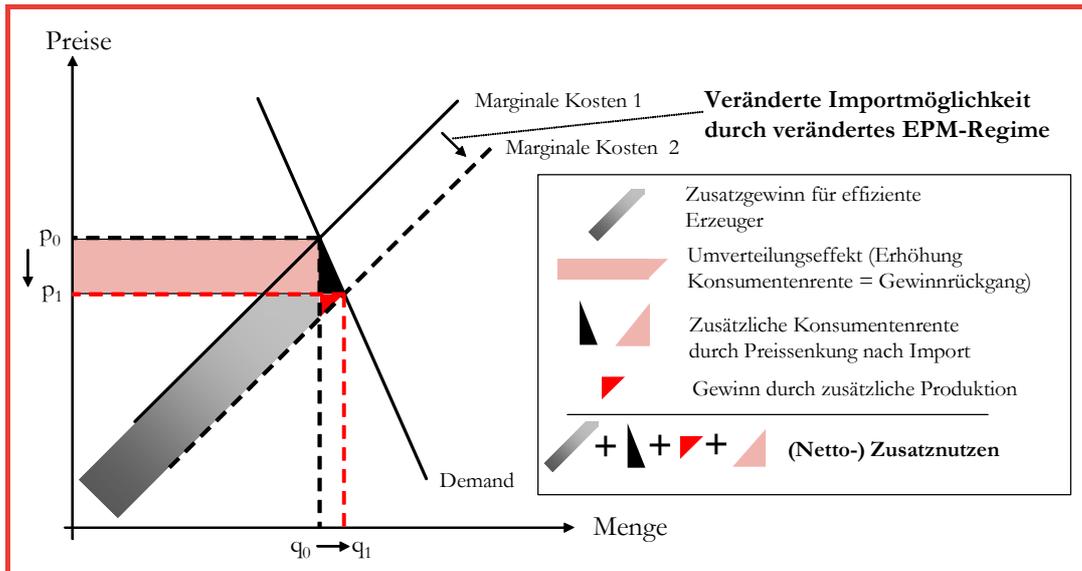


Abbildung 11: Schematische Darstellung der Methodik zur Nutzenabschätzung

Quelle: Frontier Economics / Consentec / IAEW

Während in obiger Abbildung zu Illustrationszwecken eine typische – mit steigendem Preis fallende – Nachfragekurve abgebildet wird, wurde in der quantitativen Analyse im Rahmen dieser Studie von einer kurzfristig inelastischen Gesamtnachfrage ausgegangen.⁴⁸

Somit ergibt sich der pro Stunde ermittelte Zusatznutzen von OMC als Summe der eingesparten Kosten im Hochpreisland, abzüglich der Mehrkosten durch zusätzliche Erzeugung im Niedrigpreisland (Abbildung 12).

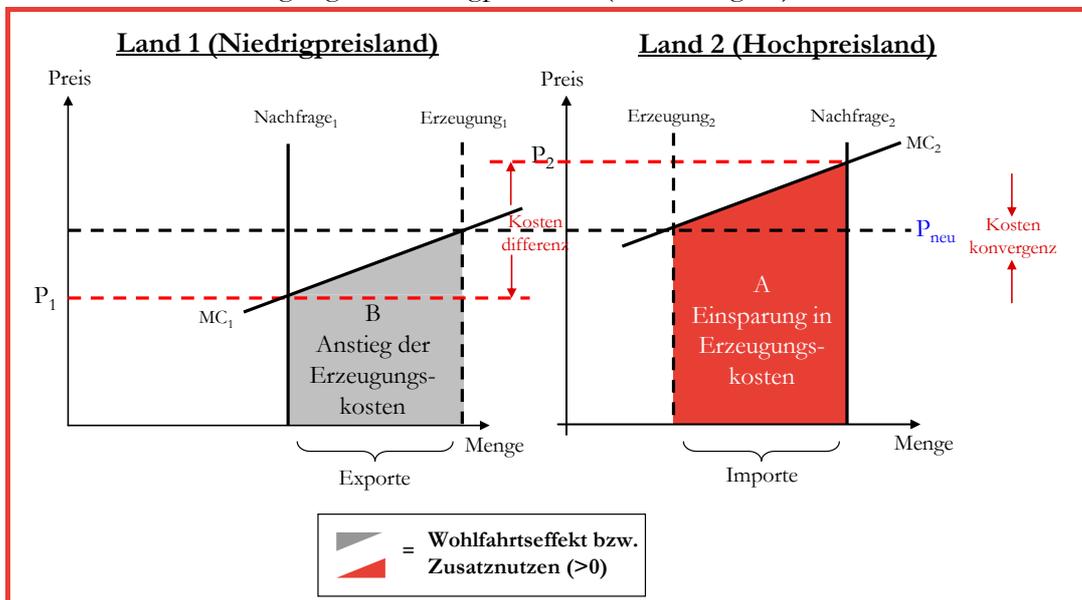


Abbildung 12: Zusatznutzen durch OMC als Kosteneinsparung – schematisch

Quelle: Frontier Economics / Consentec / IAEW

⁴⁸ Erläuterungen zu dieser Annahme in Abschnitt 5.3.1.

Wie im Hauptteil des Gutachtens erläutert, ist bei der Abschätzung des Zusatznutzens zu beachten, dass mit einem zunehmenden Austausch die Systemkosten auf beiden Seiten der Grenze konvergieren. In der quantitativen Analyse wurden daher die Preisanpassungen infolge eines optimierten grenzüberschreitenden Austausches (die sog. Preiselastizität) für jede Stunde berücksichtigt und in Form von Nettoexportkurven (net export curves, NEC) dargestellt. Abbildung 13 verdeutlicht, wie die im Folgenden illustrierten NECs schematisch aus dem 2-Länder Diagramm in Abbildung 12 abgeleitet werden.

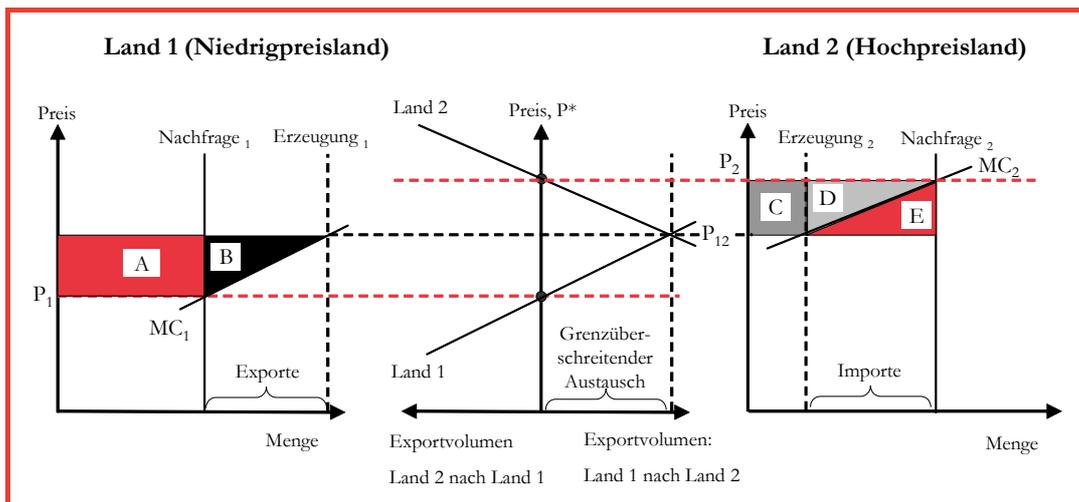


Abbildung 13: Abbildung des Kostendiagramme zweier Länder in Form einer NEC

Quelle: Frontier Economics / Consentec / IAEW

In der quantitativen Analyse wurde insbesondere zwischen den in Abbildung 14 illustrierten Fälle unterschieden:

- **Fehlende Preiskonvergenz** – Referenzfall zweier vollkommen elastischen Kostenkurven im relevanten Bereich. In diesem Fall kann der Import zusätzlicher Mengen im Niedrigpreisland zu konstanten Grenzkosten erfolgen, im Hochpreisland führt hingegen die Verringerung in der einheimischen Erzeugung nicht zu einem Sinken der Grenzkosten.
- **Partielle Kostenkonvergenz** – In diesem Fall verbleiben auch nach vollständiger Auslastung der Kuppelleitung Unterschiede in den Grenzkosten auf beiden Seiten der Grenze bestehen, d.h. es besteht weiterhin ein Unterschied in den Marktpreisen.
- **Vollständige Kostenkonvergenz** – In diesem Fall werden durch erhöhten grenzüberschreitenden Austausch die Kostenunterschiede vollständig beseitigt.
 - **Unterfall 1:** Grenzkosten konvergieren, bevor die verbliebene Kapazität voll genutzt wird. In diesem Fall existiert freie Übertragungskapazität, die wirtschaftlich nicht mehr sinnvoll genutzt werden kann.
 - **Unterfall 2:** Referenzfall, in dem die Grenzkosten mit einem Ausnutzen bestehender Kapazitäten vollständig konvergieren.

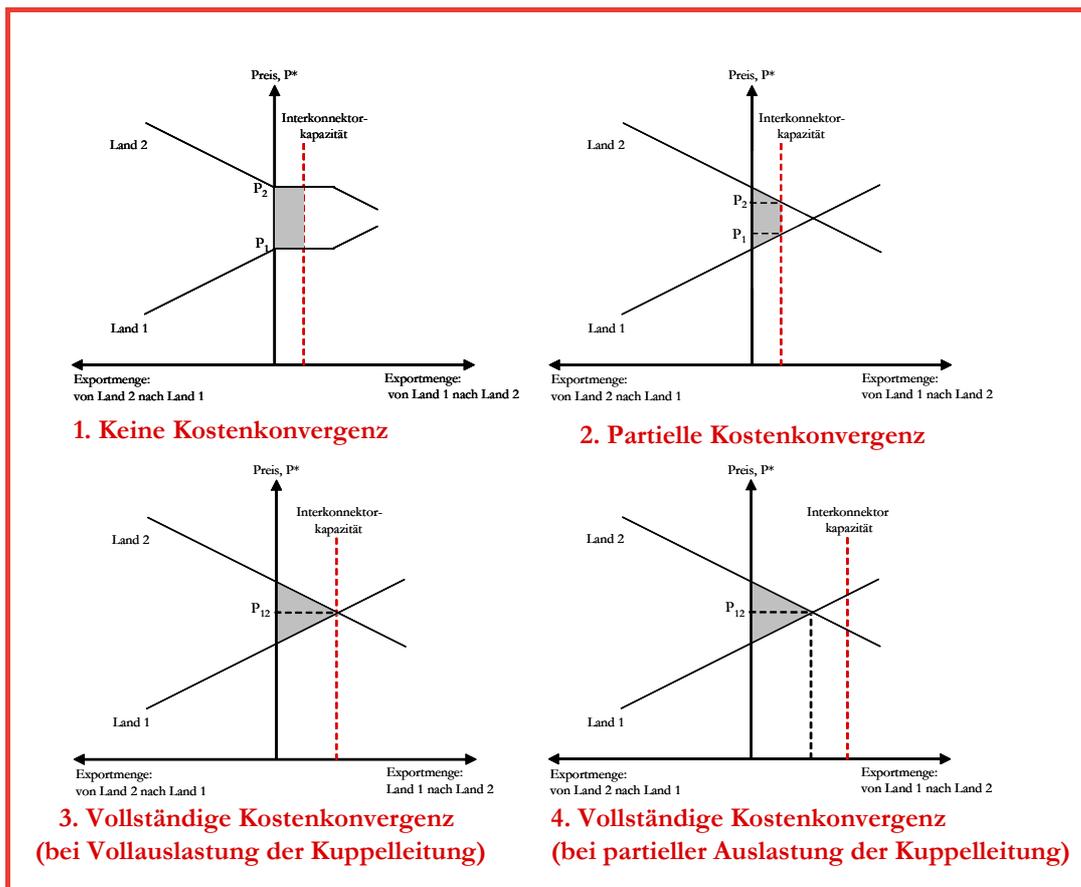


Abbildung 14: Berücksichtigung der Preiselastizitäten – schematische Fallunterscheidung

Quelle: Frontier Economics /Consentec / IAEW

Für die Abschätzung der Preiselastizitäten wurden NECs verwendet, die von den Strombörsen der betrachteten Länder Deutschland (EEX), Frankreich (Powernext) und den Niederlanden (APX) bereitgestellt bzw. aus deren anonymisierten Orderbüchern abgeleitet wurden.

KONKRETE BERECHNUNG DES MEHRNUTZENS VON OMC

Im Folgenden wird beispielhaft erläutert, wie die für die Analyse vorhandenen Daten zur Abschätzung eines Mehrnutzens verwendet wurden.

Grundlage der Analyse sind folgende Annahmen:

- Mit steigendem Stromaustausch verringert sich die Preisspanne zwischen den beiden betrachteten Ländern stückweise linear in jenem Ausmaß, das von den NECs impliziert wird.
- Die im Rahmen dieser Studie tatsächlich vorliegenden (anonymisierten) aggregierten Preisgebote an den jeweiligen Strombörsen werden als Grenzkosten der Erzeugung interpretiert.
- Die Einführung des OMC erlaubt eine vollständige und effiziente Nutzung der Interkonnektoren.

Annex 1: Detaillierung der Methodik zur Abschätzung von Nutzen und Kosten

Angewandte Daten

Für die quantitative Abschätzung des Mehrnutzens von OMC wurden folgende Daten verwendet:⁴⁹

- Stündliche **Stromgroßhandelspreise**;
- Stündliche **Nominierungen** von Interkonnektorkapazitäten, aggregiert pro Grenze;
- Stündlich **verfügbare Interkonnektorkapazität** an der jeweils betrachteten Grenze, nach Korrektur um den Intraday-Markt (d.h. nach einer entsprechenden Verringerung der verbliebenen Kapazität unter der Annahme, dass diese durch kurzfristig einsetzbare Erzeugungseinheiten genutzt werden);
- Stündliche Daten über die **Nettoexportkurven (NEC's)**, die sich auf Basis der tatsächlich vorliegenden (historischen) Gebote ergeben. Die NEC-Daten geben an, wie sich die tatsächlich beobachteten Gleichgewichtspreise (GGP) geändert hätten,
 - wären an der entsprechenden Strombörse zusätzliche 200 MW oder 400 MW *nachgefragt* worden (Spalten GGP+200MW bzw. GGP+400MW);
 - wären an der entsprechenden Strombörse zusätzliche 200 MW oder 400 MW *angeboten* worden (Spalten GGP-200MW bzw. GGP-400MW).

Von der Analyse mussten 6 Tage des Jahres 2005 ausgeschlossen werden. Dabei handelt es sich zum einen um die 48 Stunden an den Tagen der Umstellung von Sommer/Winterzeit und zum anderen um 4 Tage, an denen die Orderbücher nicht ganztägig zur Verfügung gestellt werden konnten. Diese Einschränkung hat jedoch keinen nennenswerten Einfluss auf die Untersuchungsergebnisse. Tabelle 3 zeigt ein Beispiel für die in einer exemplarischen Stunde zur Verfügung stehenden Daten.

	GGP – 400MW	GGP – 200MW	Gleich- gewichts preis (GGP)	GGP + 200MW	GGP + 400MW
NEC Land A	25.70	32.50	35.68	40.00	46.12
NEC Land B	14.51	14.83	17.80	18.04	21.80

Tabelle 3: Beispiel der verfügbaren NEC-Daten - Illustration

Quelle der tatsächlich verwendeten Daten: Strombörsen EEX, APX und Powernext

⁴⁹ In Annex 4 wird detailliert auf die für diese Studie vorhandenen Daten eingegangen (bzw. wie aus diesen Daten die Eingangswerte für die quantitative Abschätzung gewonnen wurden).

Berechnung des Zusatznutzens von OMC

Den Zusatznutzen von OMC durch verbesserte Nutzung bestehender Übertragungskapazitäten haben wir in Form zusätzlich möglicher Handelsgewinne kalkuliert. Wie oben erläutert, lässt sich die Berechnung der Handelsgewinne gedanklich in einen zweistufigen Prozess zerlegen, nämlich (i) die Multiplikation der Preisspanne mit der zusätzlich möglichen Stromaustauschmenge, und (ii) der Berücksichtigung der Preisanpassung aufgrund dieses Austausches.

In der Praxis werden Multiplikation und Preisanpassung zu einer einzigen Berechnung zusammengezogen, was letztendlich auf die Bildung des Integrals zwischen zwei Nettoexportkurven hinausläuft über jene Kapazität, die im Szenario 1 in profitabler Handelsrichtung noch verfügbar ist (siehe Abbildung 15).

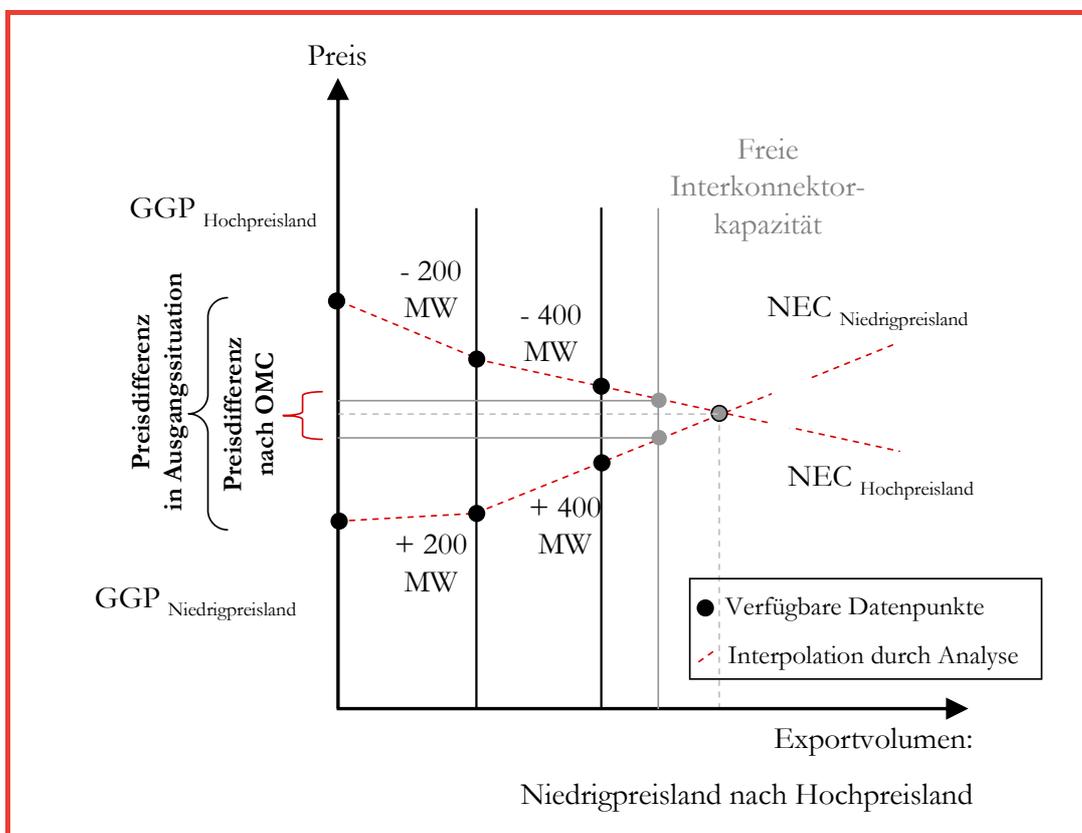


Abbildung 15: Annäherung einer Nettoexportkurve

Quelle: Frontier Economics / Consentec / IAEW

Die profitable Richtung der grenzüberschreitenden Stromflüsse in der betrachteten Stunde wird durch die Preisdifferenz zwischen Land A und B im Ausgangsszenario bestimmt. Als erster Schritt zur Berechnung des Zusatznutzens wird das Produkt aus Preisdifferenz und nicht genutzter Kapazität gebildet wie folgt:

- **falls $P_A > P_B$:** $[P_A - P_B]$ multipliziert mit [nicht ausgelastete Kapazität in Richtung $B \rightarrow A$],
- **falls $P_A < P_B$:** $[P_B - P_A]$ multipliziert mit [nicht ausgelastete Kapazität in Richtung $A \rightarrow B$],

Der mittels des obigen Ansatzes berechnete Nutzen würde Effizienzgewinne allerdings übertrieben darstellen, da er die Konvergenz der Preise aufgrund des zusätzlichen Austausches nicht berücksichtigt.

Um diese Preisanpassung bei der Wertung zu berücksichtigen, wenden wir zusätzlich die Daten der Nettoexportkurve an. Anhand der NEC berechneten wir die Anpassung der Großhandelspreise für jede Stunde durch lineare Interpolation bzw. Extrapolation der NEC entsprechend den zusätzlichen Flüssen. Insbesondere wird der nicht realisierte Handelsgewinn pro Stunde berechnet als:

- **falls $[P_A - P_B] > 0$:** $\frac{1}{2} \times \{[P_A - P_B] + \text{Preisdifferenz nach Anpassung mittels NEC}\} \times [\text{ungenutzte Kapazität in Richtung } B \rightarrow A]$; und
- **falls $[P_B - P_A] > 0$:** $\frac{1}{2} \times \{[P_A - P_B] + \text{Preisdifferenz nach Anpassung mittels NEC}\} \times [\text{ungenutzte Kapazität in Richtung } A \rightarrow B]$,

ZAHLENBEISPIEL

Wir illustrieren die von uns angewandte Methode anhand eines Beispiels für eine beliebige Stunde am Tag X. Die Ausgangslage sei durch die Preise in Tabelle 3 charakterisiert.

In Szenario 1 (d.h. bereits unter Berücksichtigung des Intraday-Marktes) sei in dieser Stunde der Großhandelspreis in Land A mit 35,68 €/MWh höher gewesen als in Land B mit 17,80 €/MWh. Somit besteht in der Ausgangssituation eine Preisspanne von 17,88 €/MWh.

- Die profitable Richtung (für die Realisierung von Kostenersparnissen durch OMC) sind Exporte von Land B nach Land A.
- Die verfügbare Kapazität, die in dieser Stunde nicht genutzt wurde, sei 128 MW.

Legt man für die betrachtete Stunde die in Tabelle 3 gegebenen NEC Daten zugrunde, so ergibt sich die Preisanpassung durch Ausnutzung der 128 MW freien Kapazität:

- **in Land B:** $P_B + [MCP_{+200} - P_B] / 200 \times 128 = 17,95 \text{ €/MWh}$; und
- **in Land A:** $P_A - [P_A - MCP_{-200}] / 200 \times 128 = 33,64 \text{ €/MWh}$.

Aufgrund Nutzung freier Kapazität in profitable Richtung steigt in diesem Beispiel das Preisniveau in Land B und sinkt das Preisniveau in Land A, allerdings kam es nicht zu einer vollständigen Konvergenz der Grenzkosten (Fall der partiellen Preiskonvergenz). Der Preisunterschied mit OMC beträgt noch $33,64 - 17,95 = 15,69 \text{ €/MWh}$ (gegenüber 17,88 €/MWh in Szenario 1).

Annex 1: Detaillierung der Methodik zur Abschätzung von Nutzen und Kosten

Bei linearer Preiskonvergenz resultiert der Effizienzgewinn durch OMC in der betrachteten Stunde aus dem Produkt von freier Übertragungskapazität in gewinnbringender Richtung und dem arithmetischen Mittel der Preisspanne vor und nach der Preisanpassung (d.h. aus dem Integral des Bereiches zwischen den beiden Preiskurven):

- $\frac{1}{2} \times (15,69\text{€/MWh} + 17,88\text{€/MWh}) \times 128\text{MW} = 2148 \text{ €}.$

Anmerkungen:

In Stunden, zu denen die Preise konvergieren UND noch verbleibende Interkonnektorkapazitäten bestehen, würde die durchschnittliche Preisspanne nicht mit der gesamten ungenutzten Kapazität multipliziert werden, sondern lediglich mit jener Kapazität, bei der die Preise konvergieren.

Bei einer freien Kapazität von >200 MW würde der Effizienzgewinn zunächst über das Integral zwischen der NEC im Bereich von 0-200MW gebildet, für die Menge über 200 MW würden die entsprechenden Steigungsmasse aus den Spalten GGP+400 und GGP-400 aus Tabelle 3 herangezogen.

Annex 2: Simulation des Intraday-Marktes

Zur Bewertung des Potenzials einer Intraday-Vergabe von Übertragungskapazitäten müssen für alle Marktgebiete die Kraftwerkskapazitäten in positiver und negativer Regelrichtung bestimmt werden, die kurzfristig (ohne Veränderung) der Systemgrenzkosten und damit der Marktpreise zur Verfügung stehen. Diese freien Erzeugungskapazitäten können anhand eines realistischen Kraftwerkseinsatzes quantifiziert werden. Zur Ermittlung eines solchen Kraftwerkseinsatzes wird im Rahmen dieses Gutachtens auf eine Marktsimulation des betrachteten Systems zurückgegriffen, bei der die Erzeugungseinheiten zur kostenminimalen Deckung der Last sowie Erfüllung der Reserveforderung eingesetzt werden. Diese Simulation basiert auf den Systemgrenzkosten, d. h. Unternehmensgrenzen und Marktpreise werden nicht berücksichtigt. Die Ergebnisgröße dieser Marktsimulation ist daher der systemweite volkswirtschaftlich optimale Kraftwerkseinsatz (im Stundenraster).

Anhand des ermittelten Kraftwerkseinsatzes können die stündlich freien Erzeugungskapazitäten der hydraulischen (unabhängig vom Betriebszustand) und in Betrieb befindlichen thermischen Kraftwerke als Differenz zwischen Maximalleistung und entsprechend des Kraftwerkseinsatzes eingespeister Leistung ermittelt werden. Nicht in Betrieb befindliche thermische Kraftwerke werden nicht berücksichtigt, da sie entweder nicht kurzfristig aktivierbar sind oder ihr Einsatz, wie im Fall von Gasturbinenkraftwerken, vermutlich die Systemgrenzkosten der Stromerzeugung erhöhen würde. Es wird dabei davon ausgegangen, dass lediglich die freien Kapazitäten in positiver Regelrichtung ein knappes Gut darstellen und näher analysiert werden müssen. Demgegenüber bestehen bei thermischen Kraftwerken in negativer Regelrichtung keine nennenswerten Restriktionen für die Teilnahme am Intraday-Markt. Die thermischen Kraftwerke werden optimalerweise im Nennpunkt betrieben. Daher steht der gesamte regelfähige Bereich als negative Erzeugungskapazität im Intraday-Handel zur Verfügung.

METHODISCHES VORGEHEN

Zur Bestimmung der freien Kraftwerkskapazitäten wird eine systemweite Marktsimulation für das Jahr 2005 durchgeführt, die aufgrund des methodischen Ansatzes einer volkswirtschaftlichen Optimierung den Kraftwerkseinsatz realitätsnah ermittelt. Das betrachtete System besteht hierbei aus den Ländern Deutschland, Frankreich und den Niederlanden sowie, bedingt durch die geografische Lage, Belgien.

Verfahrensauswahl

Um die oben beschriebenen Simulationsrechnungen mit dem Ziel eines volkswirtschaftlich optimalen Ergebnisses durchführen zu können, muss das zu verwendende Verfahren folgende Anforderungen erfüllen: Auf der Erzeugungsseite müssen die thermischen und hydraulischen Erzeugungseinheiten mit ihren technischen Charakteristiken abbildbar sein. Hierbei sind insbesondere Wechselwirkungen zwischen den thermischen und hydraulischen Einheiten zu berücksichtigen, die durch die Inflexibilität der

thermischen Kraftwerke hervorgerufen werden, da die Mindestzeiten und der Wärmeverbrauch den Einsatz dieser Kraftwerke stark beeinflussen. Weiterhin muss die Einspeisung aus Windenergieanlagen (WEA) Berücksichtigung finden.

Während innerhalb eines Landes bzw. innerhalb eines Marktgebietes die Übertragungsnetze als eng vermascht und ohne Engpässe angenommen werden können, müssen zwischen den Marktgebieten Transportbeschränkungen berücksichtigt werden.

Auf der Nachfrageseite müssen der Bedarf an Fahrplanenergie als auch an Regelleistung berücksichtigt werden.

All diese Verfahrensbedingungen werden durch ein Optimierungsprogramm erfüllt, das auf bewährten Verfahren zur Kraftwerkseinsatz- und Handelsplanung aufbaut⁵⁰, die geeignet erweitert wurden.

Verfahrensüberblick

In den durchzuführenden Simulationsrechnungen wird in einem mehrstufigen Verfahren der kostenminimale, d. h. volkswirtschaftlich optimale Kraftwerkseinsatz unter den Nebenbedingungen der systemweiten Last- und Reservedeckung ermittelt. Abbildung 16 gibt einen Überblick über das Verfahren.

Für jede Simulationsrechnung müssen je Marktgebiet die Daten des hydrothermischen Kraftwerksparks definiert werden. Weiterhin gehen die länderspezifischen Primärenergie- und CO₂-Zertifikatspreise sowie WEA-Einspeisungen in das betrachtete Szenario ein. Für jedes Marktgebiet werden die historischen Lastgänge und die Reservevorhaltung vorgegeben.

⁵⁰ Siehe hierzu Poll, H.; Flicke, H. P.; Stern, B.; Haubrich, H.-J.: Kraftwerkseinsatzsimulation unter Einbeziehung von Strom- und Brennstoffmarkt. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Band 52 (2002), Heft 1/2].

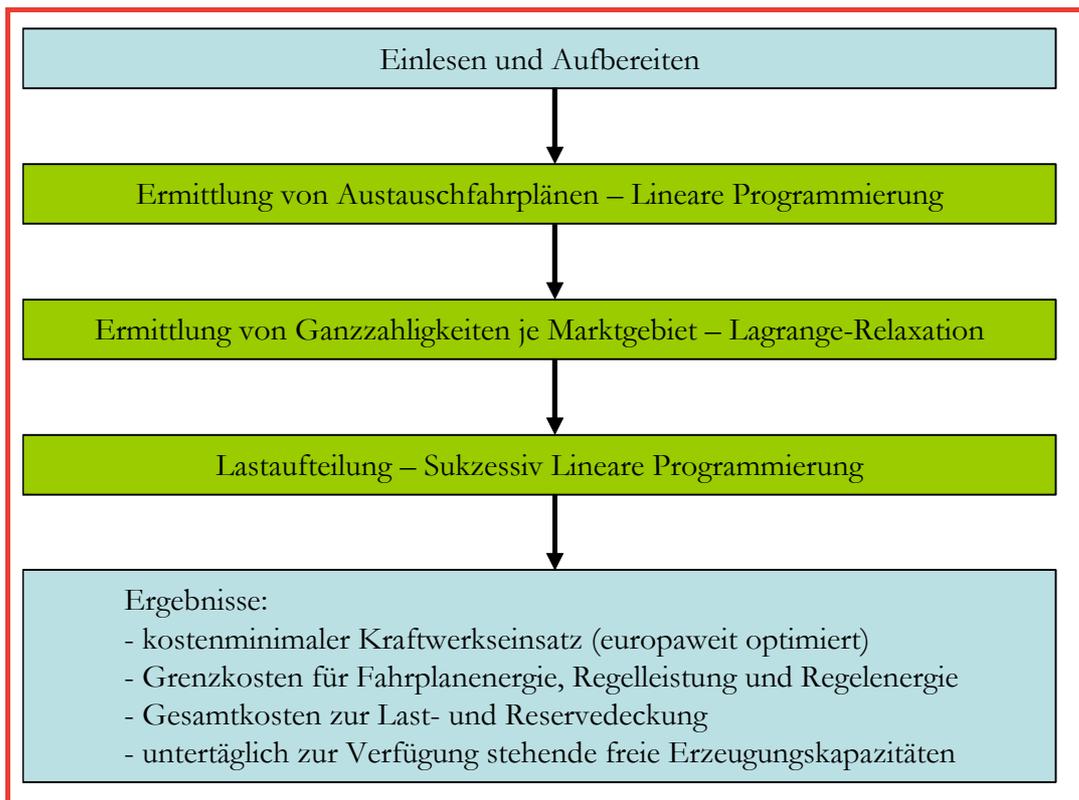


Abbildung 16: Verfahrensüberblick

Quelle: Frontier Economics / Consentec / IAEW

Im ersten Rechenschritt wird der Austauschfahrplan zwischen den einzelnen Handelszonen mit Hilfe der Linearen Programmierung (LP) ermittelt. Ergebnisgrößen dieser Stufe sind die zwischen den Marktgebieten ausgetauschte Fahrplanenergie sowie die für Regelleistung freigehaltenen Kapazitäten.

Um die optimalen Einschaltentscheidungen der thermischen Kraftwerke, die auf Grund der Wechselwirkungen mit dem Einsatz der hydraulischen Kraftwerke und der Inflexibilität der thermischen Kraftwerke eine wichtige Optimierungsgröße darstellen, zu ermitteln, wird für jedes Marktgebiet unter Berücksichtigung des vorher berechneten Austauschfahrplans ein Zerlegungsansatz nach Lagrange, die sog. Lagrange Relaxation (LR), durchgeführt. Die Einschaltentscheidungen der thermischen Kraftwerke werden mit Dynamischer Programmierung bestimmt. Der Betriebszustand eines thermischen Kraftwerks wird eindeutig beschrieben durch die Betriebsmodi „Stillstand“, „Anfahrt“ und „regelfähiger Betrieb“ sowie die Verweildauern in dem jeweiligen Modus, bspw. im Fall des regelfähigen Betriebs die Angabe, wie lange der Block in Betrieb ist und ob die Mindestbetriebszeit bereits erfüllt ist.⁵¹

⁵¹ Zur Erläuterung des Prinzips der Dynamischen Programmierung und ihrer Anwendung auf das betrachtete Optimierungsproblem wird verwiesen auf Neus, H.: Integrierte Planung von Brennstoffbeschaffung und Energieeinsatz zur Stromerzeugung. Dissertation, RWTH Aachen 2003

Die im Zerlegungsansatz ermittelten Ganzzahligkeitsentscheidungen werden als Eingangsgrößen für den abschließenden Simulationsansatz, die Lastaufteilung, benötigt, der auf der Sukzessiv Linearen Programmierung (SLP) basiert. Innerhalb dieses Simulationsansatzes wird marktgebietsübergreifend unter Übernahme der in der Lagrange Relaxation ermittelten Ganzzahligkeiten das verbleibende kontinuierliche Gesamtproblem in geschlossener Form gelöst.

Als Gesamtergebnis liegen der systemweit kostenminimale Kraftwerkseinsatz, die Gesamtkosten zur Last- und Reservedeckung sowie die Grenzkosten für Fahrplanenergie. Hierbei sind als Grenzkosten die variablen Kosten der teuersten zur Deckung eines Mehrbedarfs benötigten Erzeugungseinheit zu verstehen. Anhand der Fahrpläne der einzelnen Erzeugungseinheiten können die untertäglich noch zur Verfügung stehenden freien Kapazitäten ermittelt werden. Diese ergeben sich aus den nicht für Fahrplanenergie und Reserve genutzten Kapazitäten thermischer Kraftwerke im regelfähigen Betrieb sowie hydraulischer Kraftwerke.

MODELLE

Thermische Kraftwerke

Grundsätzlich ist bei thermischen Kraftwerken zwischen Kernkraftwerken und fossil befeuerten Kraftwerken zu unterscheiden. Kernkraftwerke sind Grundlastkraftwerke und werden in der Regel durchgehend betrieben. Aus diesem Grund können die Kernkraftwerke eines Marktgebietes zu einem Kraftwerk aggregiert werden.

Braun- und Steinkohlekraftwerke, Gaskraftwerke und Gasturbinen sowie Öl- und sonstige Kraftwerke müssen hingegen blockscharf nachgebildet werden, da nicht alle Blöcke einer Erzeugungstechnologie gleich eingesetzt werden und somit Einschaltentscheidungen gekoppelt mit Mindestzeiten und Anfahrkosten berücksichtigt werden müssen.

Hydraulische Kraftwerke

Da Laufwasserkraftwerke das Zuflussdargebot in der Regel unverzögert verarbeiten, wird die innerhalb eines Marktgebietes von Laufwasserkraftwerken erzeugte Energie entsprechend ihrer saisonalen Erzeugungscharakteristik direkt von der zugehörigen Last subtrahiert.

Speicherkraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke haben je nach Beckenvolumen die Möglichkeit, Zufluss und Erzeugung zeitlich zu entkoppeln. Somit können diese Kraftwerke sehr flexibel und bedarfsgerecht eingesetzt werden. Da hydraulische Kraftwerke keine Mindestzeiten und nur vernachlässigbare variable Stromerzeugungskosten haben, können alle Speicherkraftwerke eines Marktgebietes zu einem Speicherkraftwerk und analog alle Pumpspeicherkraftwerke eines Marktgebietes zu einem Pumpspeicherkraftwerk mit mittlerem Wirkungsgrad zusammengefasst werden.

ERGEBNISSE

Die untertäglich verfügbare freie Kapazität in den drei betrachteten Ländern Deutschland, Frankreich und den Niederlanden wurde mit dem beschriebenen methodischen Vorgehen exemplarisch für das simulierte Jahr 2005 ermittelt. Die auf diese Weise bestimmten durchschnittlich kurzfristig verfügbaren Kapazitäten in positiver Richtung sind für einen Arbeitstag im Herbst in Deutschland in Abbildung 17 dargestellt.

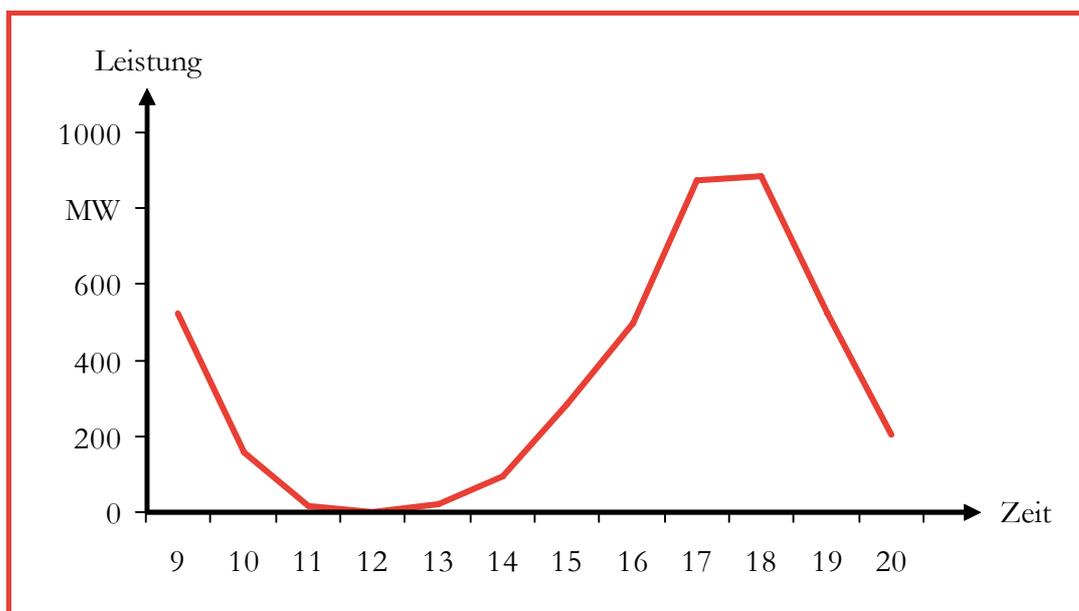


Abbildung 17: Kurzfristig verfügbare Kraftwerksleistung in positiver Richtung für einen Arbeitstag im Herbst in Deutschland

Quelle: Frontier Economics / Consentec / IAEW

Es ist zu erkennen, dass in den Mittagsstunden keine Kapazitäten verfügbar sind, da alle in Betrieb befindlichen thermischen Kraftwerke mit Maximalleistung betrieben werden oder die verbleibende Kapazität zur Vorhaltung von Reserveleistung benötigt wird. Der gleiche Effekt tritt bei den hydraulischen Kraftwerken auf.

Die verfügbaren Kapazitäten in den anderen Jahreszeiten sind vom Verlauf und von der Größenordnung her ähnlich.

In Abbildung 18 sind die je Jahreszeit durchschnittlich zur Verfügung stehenden freien Erzeugungskapazitäten in positiver Richtung zu peak Zeiten aufgetragen, da in dieser Richtung und zu diesen Zeiten die Kapazitäten die geringsten Werte aufweisen. Die verfügbaren Kapazitäten in Deutschland und in den Niederlanden haben dieselbe Größenordnung und liegen im Bereich von wenigen hundert MW.

Die verfügbaren Kapazitäten in Frankreich sind deutlich höher. Dies liegt an der hohen installierten Leistung von hydraulischen Kraftwerken, die allein die vorzuhaltende Reserveleistung weit übersteigt. Die in Betrieb befindlichen thermischen Kraftwerke, zumeist Kernkraftwerke, werden daher fast ausschließlich im Nennpunkt betrieben, während die hydraulischen Kraftwerke

die benötigte Reserveleistung vorhalten und aufgrund der nur begrenzt zur Verfügung stehenden Wassermengen die verfügbare Erzeugungskapazität nur selten vollständig genutzt wird.

Aufgrund der hier gewählten Methodik, der Simulation des volkswirtschaftlichen und damit systemweiten Kraftwerkseinsatzes, sind die vorgestellten Ergebnisse mit Unsicherheiten behaftet, da betriebliche Aspekte und Einsatzstrategien nicht abgebildet werden können. Daher ist es vorstellbar, dass die in Realität zur Verfügung stehenden freien Erzeugungskapazitäten geringfügig höher als in der durchgeführten Marktsimulation ausfallen.

Im Rahmen der Bewertung des OMC wird dem Rechnung getragen, indem wir die Bewertung auch mit einer „Variante 2“ durchführen, bei der wir annehmen, dass doppelt soviel Kapazität für die Intraday-Optimierung verfügbar ist wie vom Kraftwerkseinsatzmodell ermittelt wurde. Entsprechend fällt bei dieser Variante 2 das Optimierungspotenzial alternativer Engpassmanagementmethoden, das dem OMC zugerechnet wird, geringer aus.

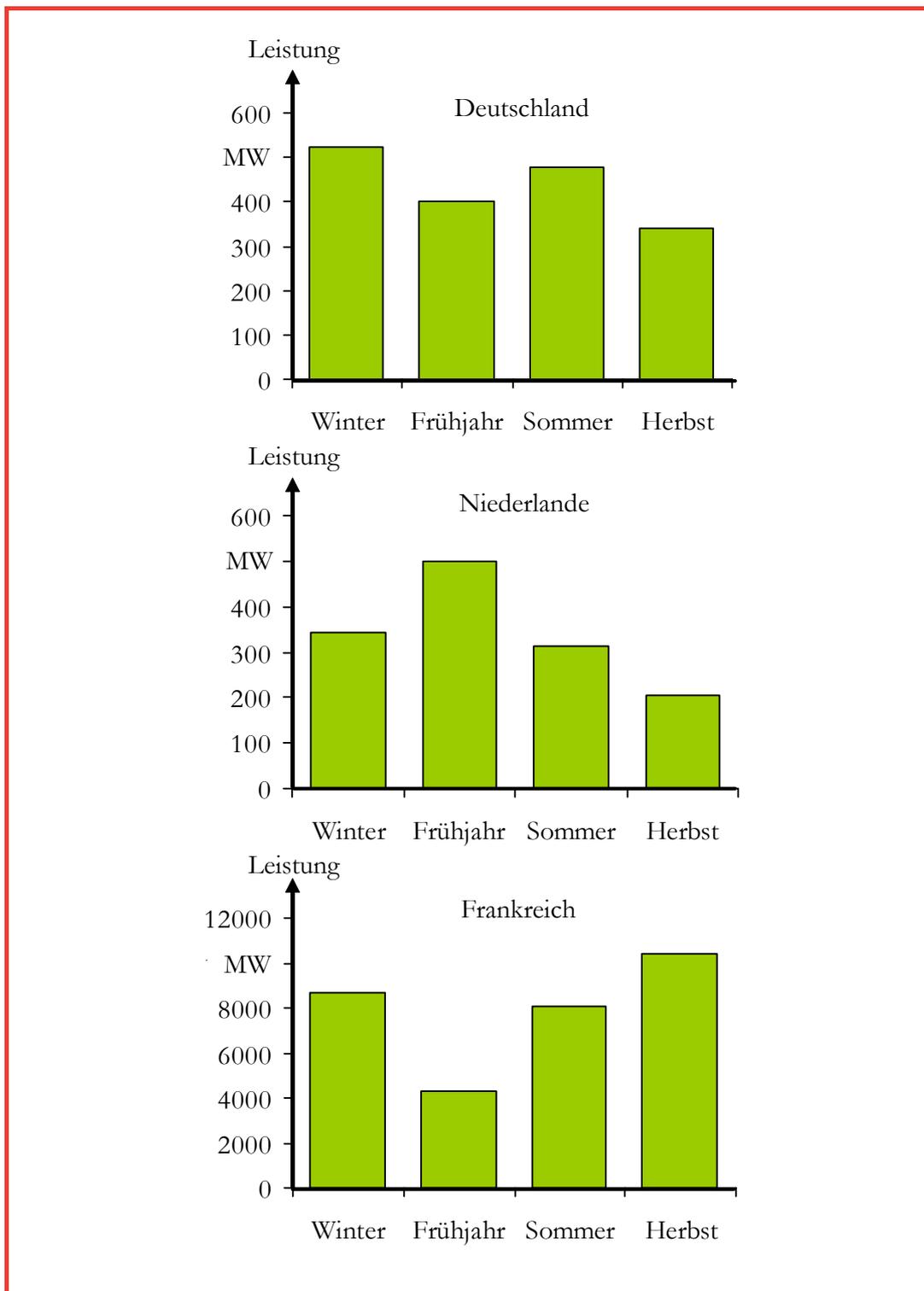


Abbildung 18: Über peak Zeiten gemittelte verfügbare Kraftwerksleistung in positiver Richtung

Quelle: Frontier Economics / Consentec / IAEW

Annex 3: Detaillierung des PTDF-Ansatzes

WAS IST EINE PTDF-BASIERTE ALLOKATION?

Übertragungskapazitäten werden heute an allen europäischen Grenzen auf Basis so genannter NTC (Net Transfer Capacity) vergeben. Die NTC-Werte geben den maximalen zulässigen kommerziellen Stromaustausch zwischen je zwei Ländern (genauer: Regelzonen bzw. -blöcken) an. Sie werden grundsätzlich vor Beginn der Allokation (z. B. vor der Abgabe von Geboten für eine explizite Kapazitätsauktion) von den beteiligten Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) festgelegt und sind während der Allokation statisch.

Die auf Basis von „Power Transmission Distribution Factors“ (PTDF) basierte⁵² Allokation stellt eine Weiterentwicklung dieses Konzepts dar, bei dem die Festlegung kommerziell verfügbarer Kapazitäten je Grenze dynamisiert wird. Sie erfolgt nicht mehr vor Beginn der Allokation, sondern als deren Bestandteil, basierend auf einer ökonomischen Optimierung und unter Berücksichtigung von parallelen Flüssen, koordiniert für mehrere Grenzen und unter Berücksichtigung von Preis- bzw. Kostendifferenzen der Stromgestehung zwischen den Regionen.

Hierzu wird auf sog. PTDF-Koeffizienten zurückgegriffen, die beschreiben, wie sich kommerzieller Stromaustausch zwischen Regionen auf die physischen Leistungsflüsse an den Schnittstellen (Interkonnektoren) zwischen diesen und zwischen anderen Regionen verteilt.

Im Vergleich zur klassischen NTC-basierten Allokation erlaubt dies praktisch eine Verschiebung der kommerziell zur Verfügung gestellten Übertragungskapazitäten zwischen den Grenzen, die allerdings nicht im Verhältnis 1:1, sondern im Verhältnis der jeweiligen PTDF-Werte erfolgt (s. nachfolgendes Beispiel).

MODELLIERUNG IM RAHMEN DIESER UNTERSUCHUNG

Bei einer praktischen Einführung einer PTDF-basierten Allokation müssten die PTDF-Werte sowie die maximal zulässigen Flüsse über die Interkonnektoren aus Lastflussdatensätzen ermittelt werden. Solche Datensätze lagen für diese Untersuchung jedoch nicht vor. Stattdessen haben wir auf öffentlich verfügbare PTDF-Werte zurückgegriffen und die maximalen Interkonnektorenflüsse aus den NTC-Werten abgeleitet. Dieses Vorgehen ist einerseits für den hier geforderten prinzipiellen Methodenvergleich ausreichend und gewährleistet andererseits die Konsistenz zwischen NTC- und PTDF-Modell⁵³.

⁵² Synonym hierzu wird häufig der Begriff „lastflussbasierte Allokation“ verwendet. Dieser ist jedoch irreführend, da auch die NTC-Ermittlung auf Basis von Lastflussberechnungen und/oder unter Berücksichtigung der durch Stromaustausch induzierten Lastflüsse erfolgt.

⁵³ Wenn PTDF- und NTC-Werte unabhängig voneinander ermittelt werden, besteht die Gefahr, dass die Allokationsergebnisse von subtilen Unterschieden der zugrunde gelegten Daten und/oder Berechnungsannahmen (z. B. Netzsicherheitskriterium) beeinflusst werden und dadurch der Methodenvergleich verfälscht wird.

Konkret haben wir aus den PTDF-Werten und den historisch nicht effizient genutzten NTC die offenbar jeweils noch zusätzlich möglichen Interkonnektorenflüsse ermittelt. Diese begrenzen bei einer PTDF-basierten Allokation die zulässige Höhe der Kapazitätsverschiebung gegenüber dem NTC-Fall. Somit ist gewährleistet, dass das den NTC-Werten zugrundeliegende Netzsicherheitsniveau auch in den PTDF-basierten Simulationen erreicht wird.

Mit diesem vereinfachten Ansatz – bedingt durch die fehlende Verfügbarkeit detaillierter Netzdaten – können nicht alle Netzrestriktionen explizit erfasst werden. Hierdurch besteht die Gefahr, dass im Modell unrealistisch hohe Kapazitätsverschiebungen auftreten. Um dem vorzubeugen, haben wir die Kapazitätsverschiebung auf einen Korridor um die ursprünglichen NTC-Werte herum beschränkt. Dabei entspricht ein Korridor von 0 dem NTC-Fall. In der Untersuchung wurden die Sensitivitäten für verschiedene Korridore aufgezeigt (0 bis 1000 MW).

Das Optimierungsziel bei allen Untersuchungen bestand in der Maximierung der Netto-Wohlfahrt. Diese ergibt sich bei kostenminimalem Kraftwerkseinsatz, wobei die Kostendifferenzen zwischen den Ländern durch die Preisdifferenzen der Gebote an den Strombörsen approximiert wurden. Konkret werden hierzu tendenziell Übertragungskapazitäten an den Grenzen stärker ausgenutzt und – in der PTDF-basierten Simulation – zu den Grenzen hin verschoben, an denen das Integral des Preisgefälles über der ausgetauschten Strommenge am größten war. In der stündlichen Optimierung wurde dabei gleichzeitig

- die verfügbare bisher nicht genutzte Übertragungskapazität in wirtschaftlicher Richtung;
- die zusätzlich verfügbare Kraftwerkskapazität in den betrachteten Ländern; und
- der Einfluss auf die Marktpreise berücksichtigt.

BEISPIEL EINER PTDF-BASIERTEN OPTIMIERUNG

Abbildung 19 zeigt am Beispiel der Grenzen D-NL und D-F und unter Berücksichtigung der „elektrischen Grenze“ zwischen F und NL⁵⁴ den Übergang von einer NTC-basierten zu einer PTDF-basierten Allokation.

Ausgehend von einem beispielhaften NTC-Fall (Austauschkapazität D→NL: 0 MW und D→F: 100 MW, blaue Pfeile) lassen sich durch Multiplikation mit der PTDF-Matrix die Flüsse errechnen, die durch Ausnutzung der NTC maximal auftreten können. So ergeben sich beispielsweise durch einen Austausch von 100 MW von D nach F ein Fluss von 40 MW an der direkten Grenze und ein

⁵⁴ In diesem Beispiel wie auch in unseren Untersuchungen wurde Belgien nicht als separates Marktgebiet modelliert, jedoch wurden Begrenzungen der Transitflüsse durch Belgien berücksichtigt.

Fluss von 30 MW von D nach NL (jeweils gestrichelte blaue Linie). Diese maximal zulässigen Flüsse werden für alle drei betrachteten Grenzen berechnet.⁵⁵

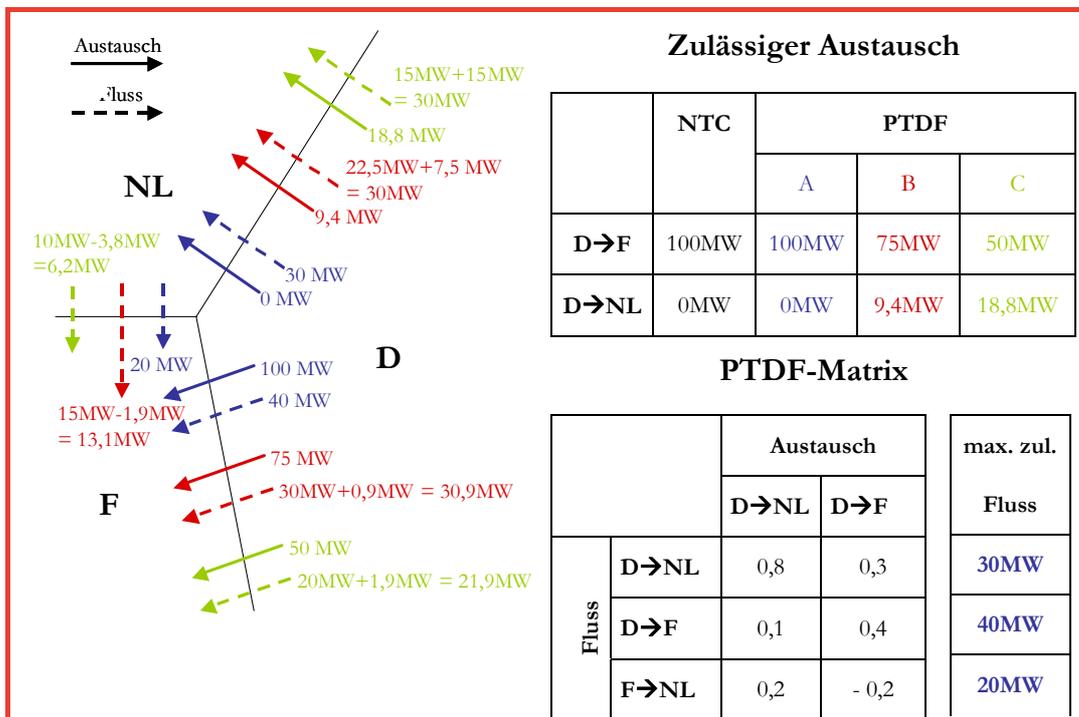


Abbildung 19: Beispiel zur Kapazitätsverschiebung durch PTDF

Quelle: Frontier Economics / Consentec / IAEW

Das gleiche Austauschszenario ergibt bei einer PTDF-basierter Allokation (PTDF, Fall A) zwangsläufig die gleichen Flüsse über die Interkonnektoren. Mit einer PTDF-basierter Allokation werden jedoch Kapazitätsverschiebungen zwischen den Grenzen möglich, ohne die zulässigen Interkonnektorenflüsse zu überschreiten. Beispielsweise führt ein gegenüber dem Ausgangsfall reduzierter Austausch von 75 MW in der Richtung D→F zu einem Fluss von 22,5 MW über den Interkonnektor D→NL (PTDF, Fall B). Der noch verbleibende zulässige Fluss von 7,5 MW an dieser Grenze kann für einen Austausch von bis zu 9,4 MW von D→NL genutzt werden. An der Grenze D→F ergibt sich in diesem Fall ein Fluss von 30,9 MW, der damit unter dem dort maximal zulässigen Fluss von 40 MW liegt. Basierend auf diesem Prinzip erlaubt die PTDF-basierte Allokation beliebig viele Austauschszenarien; Fall C zeigt ein weiteres Beispiel.

Abbildung 20 zeigt den Einfluss der Allokationsmechanismen bei unterschiedlichen Marktpreisen in den betrachteten Ländern.

⁵⁵ Im Beispiel ergibt sich aufgrund der realitätsnahen PTDF-Werte ein summarischer Fluss von „nur“ 70 MW über die betrachteten deutschen Grenzen; die restlichen 30 MW fließen über hier nicht weiter betrachtete Grenzen, insbesondere durch die Schweiz.

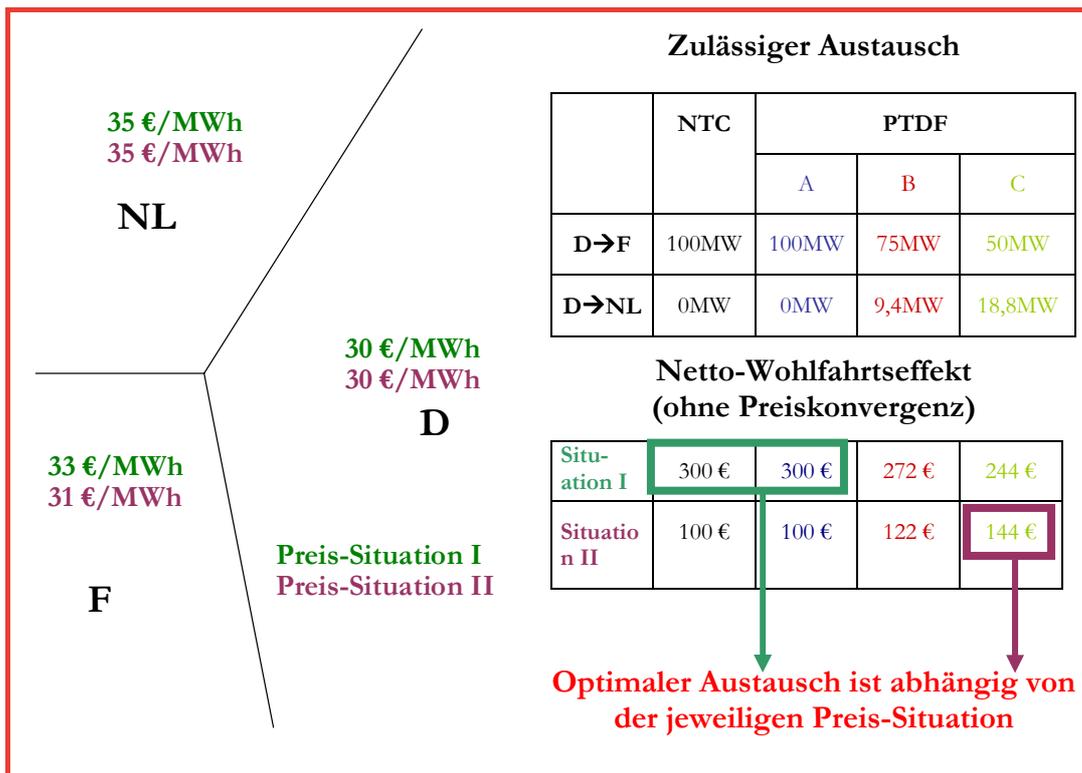


Abbildung 20: Einfluss der Allokationsmodelle auf den Netto-Wohlfahrtseffekt

Quelle: Frontier Economics / Consentec / IAEW

In der Preis-Situation I führt ein Austausch von 100 MW von D→F (NTC bzw. PTDF-Fall A) bei einer Preisdifferenz von 3 €/MWh zu einem Netto-Wohlfahrtsgewinn von 300 € (im Beispiel wird der Einfachheit halber eine mögliche Preiskonvergenz ausgeblendet). Das alternative Szenario B (PTDF) erlaubt es hier, nur 75 MW von D→F austauschen und führt zu einem Netto-Wohlfahrtseffekt von 225 €. Zusätzlich ist ein Austausch von 9,4 MW von D→NL möglich, der bei einem Preisgefälle von 5 €/MWh einen zusätzlichen Wohlfahrtsbeitrag von 47 € liefert, so dass sich insgesamt 272 € ergeben. Damit führt Fall B (und auch Fall C) zu einem geringeren Netto-Wohlfahrtseffekt als das NTC-Szenario (bzw. PTDF-Fall A). Die NTC-Werte und der damit identische Fall A der PTDF-basierten Allokation ermöglichen somit aus volkswirtschaftlicher Sicht für diese Preissituation eine optimale Allokation.

Das Preis-Szenario II unterscheidet sich vom Preis-Szenario I durch einen geringeren Marktpreis in F. Dies führt dazu, dass der Netto-Wohlfahrtsgewinn durch Austausch D→F fällt, d. h. Austausch in Richtung D→NL wird relativ gesehen „wertvoller“. In Bezug auf den Wohlfahrtsgewinn stellt daher nun der PTDF-Fall C die optimale Austauschkombination dar, da hier der Grenze D→NL die größte Austauschkapazität zuordnet wird. Ein PTDF-basierter Allokationsmechanismus würde daher Übertragungsrechte gem. Fall C zuweisen.

Führt man zusätzlich einen „Korridor“ ein (s. o.), der die zulässige Verschiebung der Übertragungskapazitäten gegenüber dem NTC-Fall z. B. auf +/- 25 MW beschränkt, würde sich im Preis-Szenario II eine Aufteilung des Austauschs gem. Fall B einstellen.

Das Beispiel zeigt, wie die PTDF-basierte Allokation je nach Marktpreissituation dynamisch die Austauschkapazitäten an den beteiligten Grenzen so verschiebt, dass sich der maximale Wohlfahrtseffekt ergibt. Diese ökonomische Optimierung geht nicht zwangsläufig mit einer Maximierung der summarischen Austauschvolumina einher, die sich etwa im PTDF-Fall C gegenüber Fall A deutlich verringern.

Annex 4: Verwendete Daten

EINGANGSDATEN

Für die Untersuchungen konnten uns folgende Daten zur Verfügung gestellt werden:

- stündliche angebotene und nominierte Übertragungskapazität $D \leftrightarrow F$ und $D \leftrightarrow NL$ für das Jahr 2005 (Quelle: Bundesnetzagentur);
- aggregierte Angebots- und Nachfragekurven je Stunde für das Jahr 2005 (Quelle: EEX);
- Nettoexportkurven (ermittelt für Verschiebungen der Nachfrage bzw. des Angebots um -400 MW, -200 MW, 0 MW, +200 MW, +400 MW) für das Jahr 2005 im Stundenraster (Quellen: Powernext und APX); und
- Matrix der PTDF-Werte im UCTE-Netz auf Basis des UCTE-Referenzlastfalls Winter 2005 (Quelle: RWE Transportnetz Strom).

Weitere für die Simulationsrechnungen erforderliche Größen konnten wir aus den genannten Daten ableiten:

- nicht genutzte Übertragungskapazität in wirtschaftlicher Richtung für die Grenzen $D \leftrightarrow F$ und $D \leftrightarrow NL$; und
- Nettoexportkurven der EEX.

Im Folgenden erläutern wir die Bestimmung dieser abgeleiteten Größen.

ERMITTLUNG DER NICHT GENUTZTEN KAPAZITÄT IN WIRTSCHAFTLICHER RICHTUNG

Nicht genutzte Kapazität in wirtschaftlicher Richtung nach D-1-Auktion

Grundvoraussetzung für die Abschätzung der potenziellen Wohlfahrtssteigerung durch Engpassmanagementmethoden, die vom Referenzszenario abweichen, ist das Vorhandensein von Übertragungskapazität, die im Referenzszenario ungenutzt bleibt.

Grundsätzlich lässt sich die nicht genutzte Kapazität je Stunde aus der Differenz der angebotenen Übertragungskapazität und dem letzten verbindlichen Fahrplan ermitteln. Nicht genutzte Kapazität ist je Grenze immer in einer Austauschrichtung, nicht selten auch in beiden Austauschrichtungen zu verzeichnen.

In Abbildung 21 ist das Vorgehen zur Ermittlung der nicht genutzten Kapazität aus den verfügbaren Rohdaten schematisch dargestellt. In diesem Beispiel ist ein Fahrplan von Land X nach Land Y gemeldet, der nicht die gesamte angebotene Übertragungskapazität (max. Kapazität $X \rightarrow Y$) ausnutzt. Die Differenz zwischen diesen Größen entspricht der nicht genutzten Kapazität von Land X nach Land Y (nicht genutzte Kapazität $X \rightarrow Y$).

Gleichzeitig ist in Gegenrichtung erhebliche nicht genutzte Kapazität zu verzeichnen (nicht genutzte Kapazität $Y \rightarrow X$). Abhängig von der jeweiligen Marktpreisdifferenz ist aber nur eine der beiden Richtungen die wirtschaftlich sinnvoll zusätzlich zu nutzende Austauschrichtung. Diese Richtung bezeichnen wir hier als effiziente Richtung und die in dieser Richtung nicht genutzte Übertragungskapazität als nicht effizient genutzte Kapazität.

Die maximale Kapazität in einer Austauschrichtung setzt sich aus der vorzeichenrichtigen Addition der in der D-1-Auktion angebotenen Übertragungskapazität und den genetteten Nominierungen aus den vorangegangenen Auktionsschritten zusammen. Die Nominierungen aus den Jahres- und Monatsauktionen lagen nicht unmittelbar vor. Sie ließen sich aber als Differenz aus den in der Jahres- und Monatsauktion angebotenen Kapazitäten und den nicht nominierten Kapazitäten berechnen.

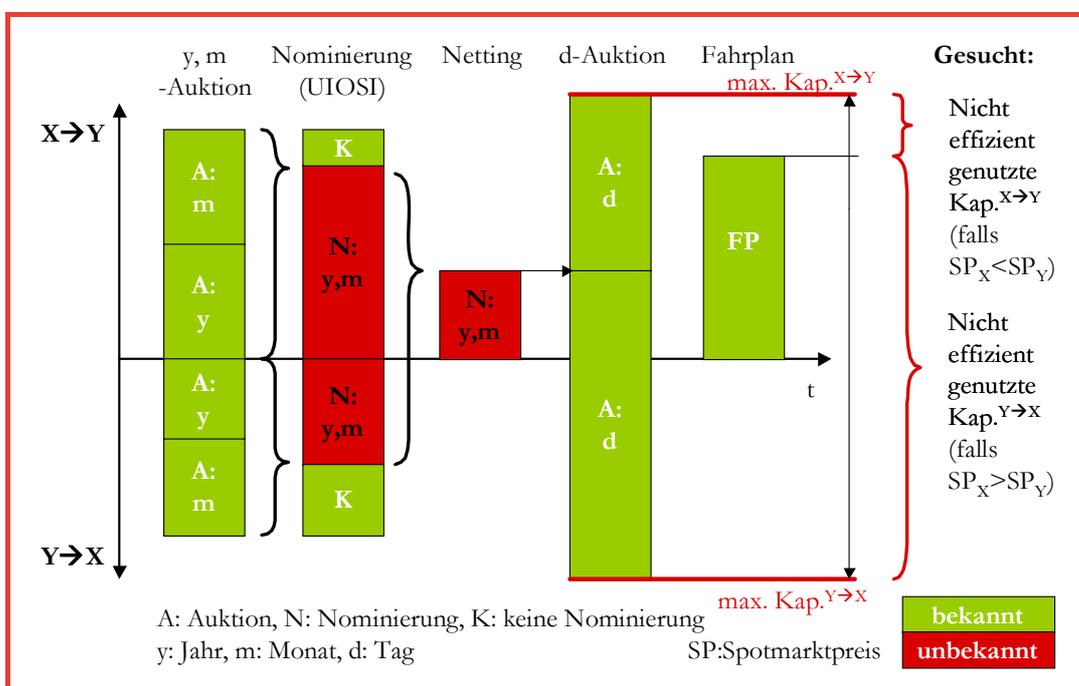


Abbildung 21: Ermittlung der nicht genutzten Kapazität

Quelle: Frontier Economics / Consentec / IAEW

Berücksichtigung möglichen grenzüberschreitenden Intraday-Handels

Die oben beschriebene Vorgehensweise (Abbildung 21) ergibt die in den tatsächlichen expliziten Auktionsregimes im Jahr 2005 nicht effizient genutzte Kapazität. Im Referenzszenario soll angenommen werden, dass über die tatsächliche historische Situation hinaus ein grenzüberschreitender Intraday-Handel existiert. Diesem steht in jedem Land eine gewisse beschränkte Kraftwerkskapazität zur Verfügung (vgl. Annex 2).

Wie in Abbildung 22 dargestellt, wurden diese zusätzlichen freien Kraftwerkskapazitäten berücksichtigt, indem sie, soweit ausreichend, zur Ausnutzung der nicht effizient genutzten Kapazität herangezogen wurden. Gleichzeitig wurde ihre Auswirkung auf die sich dann einstellenden Marktpreise berücksichtigt.

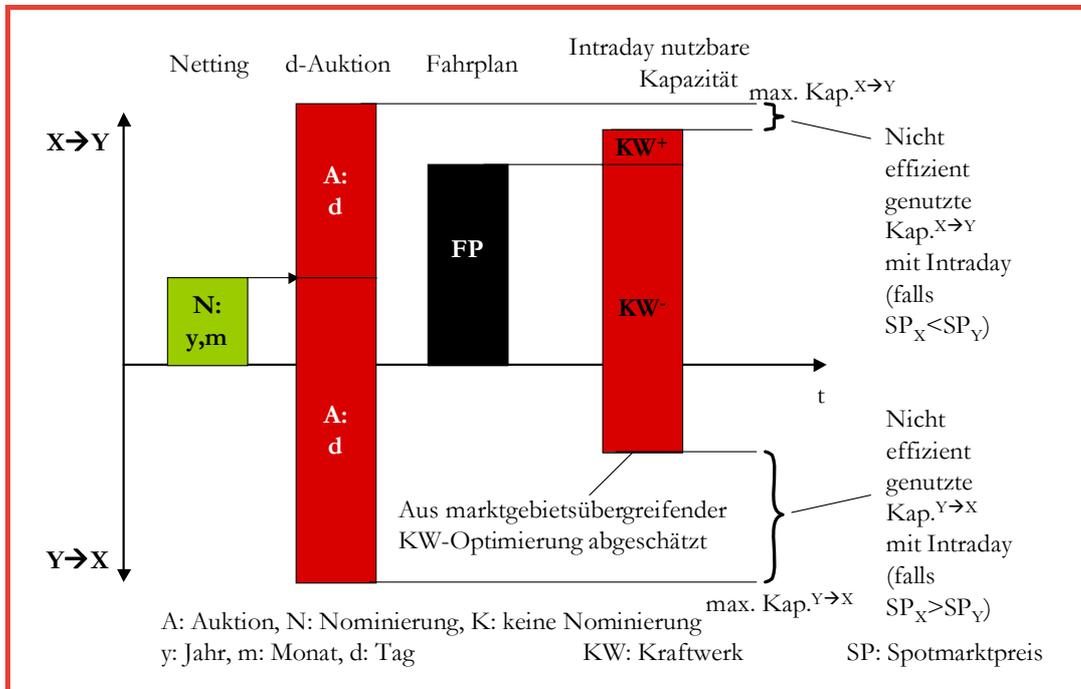


Abbildung 22: Berücksichtigung möglichen Intraday-Handels

Quelle: Frontier Economics / Consentec / IAEW

NETTOEXPORTKURVEN

Wie bereits in Annex 1 beschrieben, wurde in dieser Studie der Einfluss der hier untersuchten Marktmechanismen auf die Börsenpreis berücksichtigt. Dazu wurden neben dem tatsächlichen historischen Gleichgewichtspreis weitere (fiktive) Gleichgewichtspreise für um 200 MW und 400 MW veränderte Angebots- und Nachfragemengen herangezogen.

Für die französische und niederländische Zone haben uns Powernext und APX diese fiktiven Gleichgewichtspreise direkt zur Verfügung gestellt.

Für die deutsche EEX lagen dagegen die Angebots- und Nachfragekurven separat vor. Die fiktiven Gleichgewichtspreise haben wir hier durch simulierte Variation der Angebots- bzw. Nachfragemengen und anschließendem Clearing je Stunde ermittelt.

Unter der Annahme eines linearen Verlaufs zwischen den so ermittelten 5 Stützpunkten wurde je Börse die jeweilige stündliche Nettoexportkurve gebildet.

Annex 5: Studie von Energinet.dk zum Market Coupling an der Grenze D-DK

Nordpool konnte im Rahmen dieser Studie nicht die relevanten Daten bereitstellen, die für eine quantitative Abschätzung des Zusatznutzens von OMC an der Grenze D-DK notwendig gewesen wären.

Allerdings wurden wir von Nordpool auf eine Studie von Energinet.dk hingewiesen⁵⁶, die sich mit einer ähnlichen Fragestellung beschäftigte. Insbesondere wurde auf Basis historischer Daten aus den Jahren 2003 und 2004 untersucht, inwiefern ein ökonomischer Mehrwert durch Übergang zu Market Coupling an der Grenze D-DK erzielt werden kann.

Nachfolgend werden die Einschätzungen des Beraterkonsortiums zum Papier von Energinet.DK „Pilot Project Market Coupling Germany-Denmark“, datiert vom 2. Juni 2005, zusammengefasst.

ERGEBNISSE

Auf Datenbasis 2003 und 2004 wird in dem Papier untersucht, inwiefern ein ökonomischer Mehrwert durch Übergang zu Market Coupling erzielt werden kann. Es werden folgende Effizienzpotenziale geschätzt:

- Jütland-Deutschland: 32 mio €/a; und
- Kontek: 7 mio €/a.

Im Grundsatz versuchen die Autoren eine ähnliche Methodik zu verwenden wie wir: $\text{Kostensparnis} = \text{Preisdifferenz} \times \text{ungenutzter Kapazität}$. Im Detail bestehen allerdings methodische Unterschiede, die bewirken, dass Energinet.dk tendenziell zu einer Überschätzung der Werte kommt:

- **Preiskonvergenz nicht im Detail berücksichtigt** - die ökonomische Bewertung berücksichtigt keine Preiskonvergenz im Fall eines stärkeren Austauschs aufgrund von Markt Coupling. Dadurch werden tendenziell zu hohe Preisdifferenzen errechnet. Die Autoren führen lediglich eine Sensitivitätsanalyse für zwei ausgewählte Wochen durch, indem sie prüfen, ob und inwieweit Preise konvergiert wären. Die Autoren finden, dass es zu einer geringfügigen Preiskonvergenz gekommen wäre. Allerdings wird dann nicht weiter untersucht, inwieweit diese Erkenntnis Auswirkungen auf die Bewertung hat.
- **Annahme vollständiger Kapazitätsauslastung** - die Autoren gehen davon aus, dass die Übertragungskapazität bei Markt Coupling stets voll ausgenutzt würde. Im Fall einer Preiskonvergenz, wäre aber auch denkbar, dass Kapazitäten nicht voll genutzt werden. Dadurch überschätzen die Autoren tendenziell den Mengeneffekt des Market Coupling.

⁵⁶ Energinet.dk (2005) „Pilot Project on Market Coupling Denmark-Germany“, discussion paper, datiert vom 2. Juni 2005

- **Geringerer Wert bei aktuellen Preisen** - Die Autoren räumen ein, dass sie bei Verwendung aktuellerer Daten zu einer niedrigeren Bewertung gelangt wären.

Andererseits ist zu betonen, dass sich selbst bei konservativerer Berechnung (unter Berücksichtigung von Preiskonvergenz und unvollständiger Kapazitätsauslastung) noch ein erheblicher Wertvorteil bei Markt Coupling einstellen dürfte. Dieser Wert dürfte die direkten Kosten der Einführung eines Markt Coupling (in der Größenordnung von maximal 1 mio €/a) deutlich übersteigen.

FAZIT

Der Wertvorteil des Market Coupling wird in der skandinavischen Studie tendenziell zu optimistisch eingeschätzt. Selbst bei weniger optimistischer Betrachtung dürfte sich allerdings eine positive Einschätzung des Market Coupling an der Grenze D-DK ergeben.

Annex 6: Indikative Verteilungswirkungen

Die Abschätzung der Verteilungswirkung (d.h. die Frage, wie sich die Effizienzgewinne auf welche Interessengruppen in welchen Ländern aufteilen) war nicht Gegenstand dieser Studie.

Indikativ lassen sich jedoch die Auswirkungen auf Verbraucher (und mitunter auf Erzeuger) in den beteiligten Ländern durch die Veränderung der Großhandelspreise in den betrachteten Szenarien nachvollziehen.

In Abbildung 23 werden exemplarisch die Jahresdurchschnittspreise in Deutschland, den Niederlanden und Frankreich für folgende Fälle dargestellt:

- Status Quo (d.h. auf Basis tatsächlicher historischer Preise ohne Intraday);
- Szenario 2 (OMC mit NTC); und
- Szenario 4 (OMC mit PTDF).

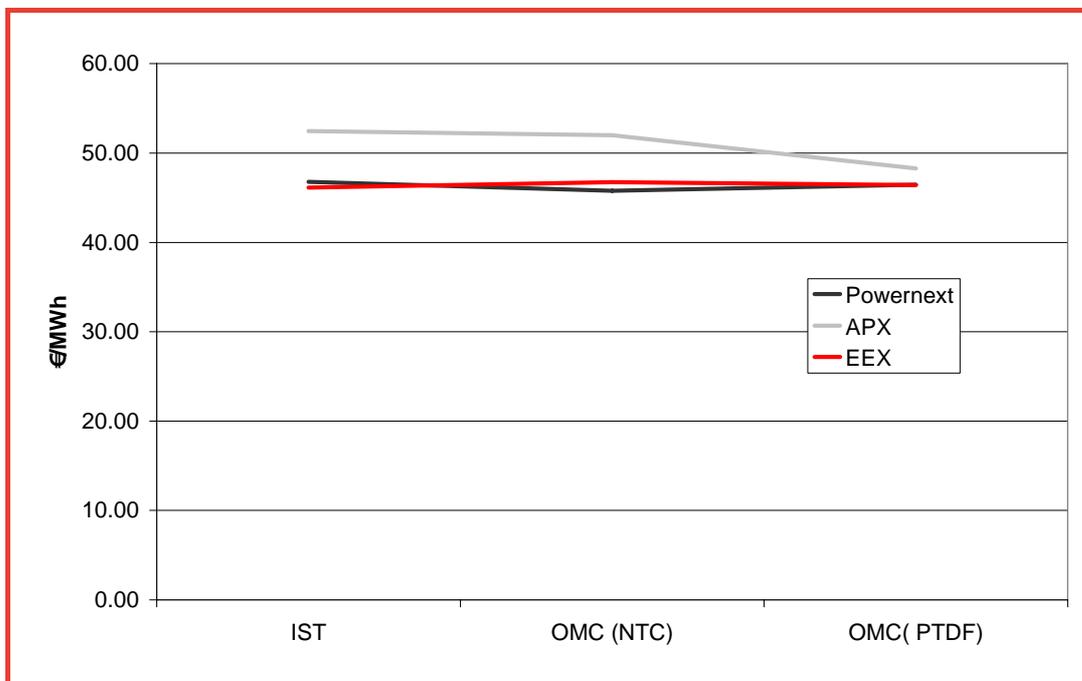


Abbildung 23: Jahresmittelwerte der Börsenpreise der verschiedenen Szenarien

Quelle: Frontier Economics / Consentec / IAEW

Es zeigt sich, dass die Auswirkungen auf die Stromkonsumenten in Frankreich und Deutschland insgesamt sehr gering sind. Während auf Basis der Börsenpreise in 2005 Deutschland ein etwas geringeres Preisniveau aufweist (46,1 €/MWh) als Frankreich (46,8 €/MWh), ist die Relation im Szenario 2 (OMC mit NTC und Intraday-Markt) entgegengesetzt (Deutschland 46,7 €/MWh vs. Frankreich mit 45,8 €/MWh).

- Dies deutet einerseits darauf hin, dass im Szenario 2 die Exporte von Deutschland nach Frankreich die Preise in Deutschland tendenziell erhöhen.
- Andererseits ist diese Preisentwicklung im Wesentlichen getrieben durch unsere Modellannahme, dass in Richtung F→D im Jahre 2005 keine Ineffizienzen bei der Nutzung grenzüberschreitender Kapazitäten aufgetreten sind.⁵⁷

Im Szenario 4 (OMC mit PTDF) hingegen gleichen sich die Jahresdurchschnittspreise in Deutschland und Frankreich nahezu an (46,4 €/MWh in D und in F).

- Dies lässt sich zum einen auf die Möglichkeit zurückführen, im Rahmen des PTDF Modells nun die kurzfristig nutzbaren Erzeugungskapazitäten in F zu nutzen und entsprechend auf dem Intraday-Markt nach Deutschland zu exportieren.
- Zum anderen lässt das PTDF Modell und die damit verbundene Möglichkeit der Variation von grenzüberschreitenden Kapazitäten eine stärkere Lieferung von Strom von Frankreich über Deutschland nach den Niederlanden zu; entsprechend sinkt der Jahresdurchschnittspreis in den Niederlanden im Szenario 4 auf 48,3 €/MWh (ausgehend von 52,5 €/MWh im Ausgangsszenario).

Abbildung 24 illustriert, dass die beschriebene Preisentwicklung auch auf Basis der Quartalsdurchschnitte stabil ist.

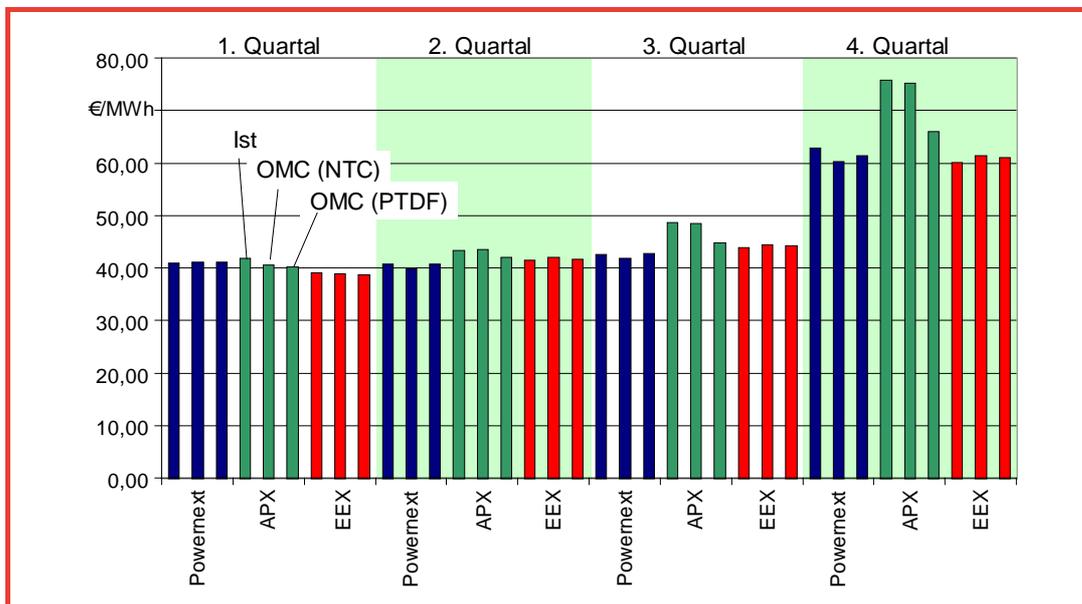


Abbildung 24: Quartals-Mittelwerte der Börsenpreise der verschiedenen Szenarien

Quelle: Frontier Economics / Consentec / IAEW

⁵⁷ Dies hat zur Folge, dass in den Simulationsberechnungen immer dann, wenn der Preis an der EEX höher als jener an Powernext war, keine Möglichkeit für zusätzliche Importen aus Frankreich bestand, die eine entsprechende Reduzierung des deutschen Preisniveaus zur Folge gehabt hätten.

Zusammenfassend kann man festhalten, dass die Auswirkungen der Einführung von OMC an den Grenzen von D-F und D-NL auf das Strompreisniveau gering sind.

- Verbraucher in Deutschland würden in unserem Modell durch die Einführung von OMC mit PTDF mit einem marginal (+0,6%) höheren Strompreis rechnen müssen, Verbraucher in Frankreich mit einer entsprechenden leichten Verringerung des Strompreises (-0,7%) – jeweils im Verhältnis zum tatsächlich beobachteten historischen Jahresdurchschnittspreis in 2005.
- Verbraucher in den Niederlanden profitieren durch die Einführung von OMC mit PTDF stärker (Rückgang des Jahresdurchschnittspreises um ca. 8%), insbesondere durch die Verfügbarkeit flexibler Erzeugungskapazitäten in Frankreich (und Lieferung über Deutschland).
- Was die Aufteilung der Engpassrente zwischen ÜNB, Händlern und Erzeugern anbetrifft, so hängt dies von dem zu vereinbarenden Aufteilungsschlüssel ab. In Abschnitt 5.1 weiter unten wird auf mögliche Verteilungsvarianten eingegangen.

THE FRONTIER ECONOMICS NETWORK

LONDON | COLOGNE | MELBOURNE | SYDNEY

Frontier Economics Ltd 71 High Holborn London WC1V 6DA
Tel. +44 (0)20 7031 7000 Fax. +44 (0)20 7031 7001 www.frontier-economics.com