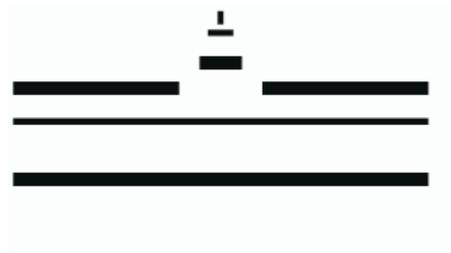


# Engpassmanagement im Europäischen Strommarkt



Inauguraldissertation  
zur Erlangung des akademischen Grades eines  
Doktors der Wirtschaftswissenschaften durch  
die Wirtschaftswissenschaftliche Fakultät  
der Westfälischen Wilhelms-Universität Münster

vorgelegt von  
Birgit Dieckmann

Erster Berichterstatter: Prof. Dr. Wolfgang Ströbele  
Zweiter Berichterstatter: Prof. Dr. Ulrich van Suntum  
Dekan: Prof. Dr. Stefan Klein  
Tag der mündlichen Prüfung: 24. November 2008

# Vorwort

Fachliche Unterstützung, Motivation und Inspiration sind für das Erstellen einer Dissertation unverzichtbar. Daher sei an dieser Stelle denjenigen Personen gedankt, die mich während meiner Zeit als wissenschaftliche Mitarbeiterin des Lehrstuhls für Volkswirtschaftstheorie der Universität Münster durch ihre Zeit, ihr Wissen und manchmal auch einfach durch ihre Gegenwart bereichert haben.

Für das entgegengebrachte Vertrauen und die fachliche Begleitung danke ich meinem Doktorvater Herrn Prof. Dr. Wolfgang Ströbele, der mir sowohl beim Finden des Themas als auch bei dessen inhaltlicher Gestaltung jeden Freiraum gelassen hat, den man sich als Doktorandin nur wünschen kann. Gleichzeitig möchte ich Herrn Prof. Dr. Ulrich van Suntum für die Übernahme des Zweitgutachtens meinen Dank aussprechen.

Frau Petra Voß, die sich immer um die großen und kleinen Belange der Mitarbeiter kümmert, danke ich für ihre unterstützenden Worte und offenen Ohren. Sie und meine Kollegen Michael Heuterkes, Matthias Janssen und Jörg Lingens haben dafür gesorgt, dass ich jeden Tag, den ich am Lehrstuhl verbringen durfte, als inspirierende Möglichkeit und wertvolle Erfahrung wahrgenommen habe. Mein besonderer Dank gilt außerdem Björn Liebau und Magnus Wobben, deren Kritik und Anregungen aus einem Manuskript ein Werk haben entstehen lassen. Hilfestellung in mathematischer Hinsicht hat Herr Thomas Kochler geleistet. Die wissenschaftlichen und studentischen Hilfskräfte Mark Andor, Kai Flinkerbusch, Matthias Bieniasch, Markus Flaute, Marie Kostka und Achim Voß haben mir durch ihre Hilfe viel Zeit und Mühe erspart.

Auch meinen Eltern Heribert und Annette, die mich immer in jeder Form ohne Fragen und Forderungen irgendeiner Art unterstützt haben, gebührt meine Anerkennung.

# Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	V
Tabellenverzeichnis	VI
Abkürzungsverzeichnis	VII
Symbolverzeichnis	IX
<b>1 Motivation und Einführung</b>	<b>1</b>
<b>2 Der europäische Kraftwerkspark – Auswirkungen auf grenz- überschreitende Stromflüsse</b>	<b>4</b>
2.1 Grundlegendes zur Wertschöpfungskette . . . . .	4
2.2 Der europäische Kraftwerkspark . . . . .	6
2.2.1 Konsequenzen aus den Eigenschaften des Gutes Strom . . . . .	6
2.2.2 Stromerzeugung in Europa – Umfang und Struktur . . .	10
2.3 Auswirkungen der Erzeugungsstruktur auf <i>day ahead</i> -Märkte . .	15
2.3.1 Funktionsweise von Strommärkten . . . . .	15
2.3.2 Spotmarktpreise in Europa . . . . .	19
2.4 Stromverbrauch . . . . .	25
2.5 Auswirkungen der Erzeugungsstruktur auf physische Lastflüsse .	27
2.5.1 Eigenschaften eines Stromnetzes . . . . .	27
2.5.2 Aufgaben eines ÜNB aus nationaler und internationaler Perspektive . . . . .	35
2.5.3 Struktur des europäischen Übertragungsnetzes . . . . .	38
2.5.4 Lastflüsse . . . . .	46

<b>3</b>	<b>Juristische und ökonomische Grundlagen</b>	<b>51</b>
3.1	Die Stromhandelsverordnung . . . . .	51
3.1.1	Die Inter-TSO-Kompensationszahlung . . . . .	52
3.1.2	Netzentgelte . . . . .	54
3.1.3	Merchant Transmission Investments . . . . .	55
3.2	Allgemeines zum Engpassmanagement . . . . .	57
3.2.1	Entstehung, Wirkung und Klassifizierung von Engpässen	57
3.2.2	Anforderungen an ein marktbasieretes Engpassmanagement . . . . .	61
3.2.3	Ermittlung der verfügbaren Transferkapazität . . . . .	65
<b>4</b>	<b>Engpassmanagementmethoden im europäischen Strommarkt</b>	<b>71</b>
4.1	Klassifizierung und Anwendung verschiedener Engpassmanagementmethoden . . . . .	71
4.2	Explizite Auktionen . . . . .	74
4.2.1	Preisbestimmung physischer Übertragungsrechte . . . . .	74
4.2.2	Praktische Ausgestaltung am Beispiel Deutschland – Niederlande . . . . .	77
4.2.3	Systemimmanente Ineffizienzen expliziter Auktionen . . . . .	79
4.2.4	Empirischer Nachweis der Ineffizienz: Deutschland – Niederlande . . . . .	89
4.3	Implizite Auktionen . . . . .	93
4.3.1	Nodal Pricing . . . . .	94
4.3.2	Market Splitting . . . . .	98
4.4	Verschiedene Hedging-Instrumente im Vergleich . . . . .	106
4.5	Zwischenfazit . . . . .	113
4.6	Market Coupling . . . . .	115
4.6.1	Entstehung und Funktionsweise . . . . .	115
4.6.2	Market Coupling-Projekte . . . . .	121
4.6.3	Synchronisierter Handelsschluss auf Spotmärkten . . . . .	132
4.6.4	Zwischenfazit Market Coupling . . . . .	134
4.7	Ausblick: Grenzüberschreitende Intraday-Märkte . . . . .	136

<b>5</b>	<b>Bewertung langfristiger Übertragungsrechte</b>	<b>140</b>
5.1	Einführung in die Theorie der Optionsbewertung . . . . .	140
5.2	Bewertung der Option mithilfe von Lucia & Schwartz . . . . .	142
5.2.1	Einführung . . . . .	142
5.2.2	Lucia & Schwartz-Modell . . . . .	145
5.2.3	Bewertung eines europäischen Calls im Lucia & Schwartz-Modell . . . . .	149
5.3	Schätzung des Modells . . . . .	151
5.3.1	Daten . . . . .	151
5.3.2	Physische Kalibrierung der Modellparameter . . . . .	153
5.3.3	Risikoneutrale Schätzung des Modells . . . . .	157
5.4	Ergebnisse . . . . .	161
<b>6</b>	<b>Zusammenfassung und Ausblick</b>	<b>165</b>
<b>A</b>	<b>Herleitungen und Ergänzungen</b>	<b>171</b>
<b>B</b>	<b>Abbildungen und Tabellen</b>	<b>178</b>
	<b>Literaturverzeichnis</b>	<b>XXII</b>

# Abbildungsverzeichnis

2.1	Wertschöpfungskette . . . . .	5
2.2	Stilisierte Merit order . . . . .	8
2.3	Stromerzeugung 2006 ausgewählter EU-Länder und der Schweiz in GWh . . . . .	12
2.4	Stromerzeugung Nordel 2006 in GWh . . . . .	13
2.5	Chronologie von Strommärkten . . . . .	16
2.6	Stromgroßhandelspreise ausgewählter europäischer Länder von 2005 bis 2007 in Euro/MWh . . . . .	20
2.7	Stromverbrauch UCTE und Nordel 2005 in GWh . . . . .	26
2.8	Verbundsysteme in Europa . . . . .	40
2.9	Engpässe zwischen westeuropäischen Staaten . . . . .	50
3.1	Ökonomische Wirkung eines Engpasses . . . . .	60
3.2	Aus einem Stromgeschäft zwischen Deutschland und Frankreich resultierender physischer Lastfluss . . . . .	68
4.1	Klassifikation von Engpassmanagementmethoden . . . . .	72
4.2	Explizite Auktionen am Beispiel Deutschland – Niederlande . . . . .	77
4.3	Auktionsergebnisse von RWE und Eon der täglichen Auktion 2007 . . . . .	91
4.4	Auktionsergebnisse der täglichen Auktion 2007 Deutschland – Niederlande und Preisdifferenz . . . . .	93
4.5	Zusammensetzung eines LMP . . . . .	94
4.6	Ermittlung des LMP . . . . .	95
4.7	Market Splitting ohne Berücksichtigung der verfügbaren Über- tragungskapazität . . . . .	100

---

4.8	Market Splitting unter Berücksichtigung einer beschränkten Übertragungskapazität . . . . .	102
4.9	Zahlungsströme bei PTR, FTR und CfD . . . . .	110
4.10	Market Coupling unter unterschiedlichen Kapazitäten . . . . .	117
4.11	Market Coupling-Projekte . . . . .	121
4.12	Verknüpfung zweier NEC im TLC . . . . .	124
4.13	Erste Ergebnisse des TLC . . . . .	125
4.14	Dome Coupling . . . . .	130
5.1	Ergebnisse nach Lucia & Schwarz . . . . .	163
A.1	Scatterplot der daily auction RWE – TenneT und Eon – TenneT.	175
B.1	Nordpool Spot – Preiszonen und Systempreis. . . . .	179

# Tabellenverzeichnis

2.1	Stromerzeugung des UCTE-Gebietes . . . . .	11
2.2	Erzeugungskapazitäten 2007 UCTE . . . . .	12
2.3	Erzeugungskapazitäten 2007 Nordel . . . . .	14
2.4	Korrelation der <i>day ahead</i> Spotpreise 2007 . . . . .	25
2.5	Übertragungskapazitäten UCTE und Nordel in MW . . . . .	44
2.6	Physischer Exportsaldo ausgewählter europäischer Staaten . . . . .	47
3.1	Kompensationszahlungen zwischen europäischen Netzbetreibern . . . . .	53
4.1	Zusammenfassung der täglichen Auktion 2007 zwischen Eon bzw. RWE und TenneT . . . . .	90
4.2	Grenzüberschreitende <i>Intraday</i> -Märkte . . . . .	137
5.1	Spotpreise APX NL und EEX (base) Nov 06 bis Sep 08 . . . . .	152
5.2	Futurekurse EEX und APXNL . . . . .	153
5.3	Ergebnisse nach dem Lucia & Schwartz-Modell . . . . .	162
A.1	Ergebnisse des ADF-Tests der <i>day ahead</i> -Spotpreise verschiede- ner Strombörsen. . . . .	174
A.2	Ergebnisse des ADF-Tests der PTR-Preise in Richtung Nieder- lande für 2007. . . . .	176
B.1	Regionale Initiativen der ERGEG. . . . .	178

# Abkürzungsverzeichnis

AAC	Already Allocated Capacity
AC	Alternating Current
AO	Auction Office
APX	Amsterdam Power Exchange
ATC	Available Transmission Capacity
CBO	Cross Border Optimization
CfD	Contracts for Differences
CO <sub>2</sub>	Kohlenstoffdioxid
DC	Direct Current
DMC	Decentralized Market Coupling
EEG	Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien
EEX	European Energy Exchange
EG	Europäische Gemeinschaft
ETS	Emissions Trading System
ETSO	European Transmission System Operators
EU	Europäische Union
EUA	EU-Allowances
EXAA	Energy Exchange Austria
FMC	Flow Based Market Coupling
FTR	Financial Transmission Rights
G	Giga
GuD	Gas und Dampf
Hz	Hertz
IFA	Interconnection France – Angleterre
ITC	Inter-TSO-Compensation
k	Kilo

KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LMP	Locational Marginal Price
M	Mega
MC	Market Coupling
MMC	Multi Market Coupling
MTI	Merchant Transmission Investment
NBV	Net Block Volume
NEC	Net Export Curve
NTC	Net Transfer Capacity
OMC	Open Market Coupling
OTC	over the counter
PMC	Pentalateral Market Coupling
PTDF	Power Transfer Distribution Factor
PTR	Physical Transmission Right
SWEP	Swiss Electricity Price Index
T	Tera
TGE	Towarowa Gielda Energii
TLC	Trilateral Market Coupling
TPA	Third Party Access
TRM	Transmission Reliability Margin
TSO	Transmission System Operator
TTC	Total Transfer Capacity
UCTE	Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity
V	Volt
W	Watt
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber

# Symbolverzeichnis

$\kappa$	Anpassungsgeschwindigkeit
$\lambda$	Marktpreis des Risikos
$C$	Engpass
$D$	Nachfrage
$d$	date of delivery
$h$	Stunde
$K$	Ausübungspreis der Option
$P$	Kurs des Underlyings
$p$	Preis
$Q$	Menge
$r$	risikoloser Zinssatz
$S$	Angebot
$T$	Ausübungsdatum der Option
$t$	Zeitpunkt
$V$	Wert
$Var$	Varianz
$\Delta P$	Preisdifferenz
$\epsilon$	Median
$\mathbb{E}$	Erwartungswert
$\mu$	Mittelwert
$\sigma$	Standardabweichung

# Länderkürzel

AL	Albanien
AT	Österreich
BE	Belgien
BG	Bulgarien
CH	Schweiz
CZ	Tschechien
DE	Deutschland
DK	Dänemark
ES	Spanien
FI	Finnland
FR	Frankreich
GB	Großbritannien
GR	Griechenland
HU	Ungarn
IT	Italien
ME	Montenegro
MK	Mazedonien
NL	Niederlande
NO	Norwegen
PL	Polen
PT	Portugal
RO	Rumänien
RS	Serbien
SE	Schweden
SK	Slowakei
UA	Ukraine

# Kapitel 1

## Motivation und Einführung

Funktionierender Wettbewerb auf Strommärkten wird im entscheidenden Maße vom freien Netzzugang bestimmt. Dieses gilt sowohl für nationale Märkte, vor dem Hintergrund eines gemeinsamen europäischen Strombinnenmarktes aber auch auf internationaler Ebene. Eine Schlüsselposition kommt daher den grenzüberschreitenden Transferkapazitäten zu, die als natürliche Monopole in Besitz der Übertragungsnetzbetreiber die Grundlage für jedes internationale Stromgeschäft bilden. Die Kapazität dieser sog. Grenzkuppelstellen ist allerdings beschränkt, so dass einer Preisanpassung physikalische Grenzen gesetzt sind.

Die Ausnutzung internationaler Strompreisdifferenzen zieht daher eine Nachfrage nach Transferkapazität nach sich, die damit zumindest in Richtung der Hochpreisregion zu einem knappen Gut wird. Aus diesem Grunde ist eine mit den technischen Sicherheitsstandards kompatible Allokation von Kapazität – ein Engpassmanagement – vonnöten. Dieses wurde bis zum Jahre 2004 ausschließlich nach administrativen Mechanismen durchgeführt, d.h. entweder nach dem Windhundprinzip oder dem *Pro Rata*-Verfahren. Ersteres sorgt für eine Allokation in Abhängigkeit der Reihenfolge der eingehenden Nachfrageorder, letzteres vergibt vorhandene Kapazität anteilig nach nachgefragter Menge. Beide Methoden bieten zwar ein hohes Maß an Transparenz, geben jedoch keine Auskunft über die Zahlungsbereitschaft einzelner Parteien für Übertragungsrechte und damit auch kein Signal für die Knappheit von Kapazität.

Mit Inkrafttreten der Stromhandelsverordnung<sup>1</sup> wurden die Prinzipien des Engpassmanagements daher grundlegend verändert. Von nun an sollte grenzüberschreitende Übertragungskapazität den Marktteilnehmern nach nichtdiskriminierenden, marktorientierten und nicht transaktionsbasierten Methoden zur Verfügung gestellt werden. Seitdem ist das grundlegende Ziel des Engpassmanagements, eine überregionale *Merit order* zu schaffen, die unter vollständiger Ausnutzung vorhandener Übertragungskapazität und unter Berücksichtigung technischer Sicherheitsvorgaben wie Frequenz- und Spannungserhaltung einen effizienten Kraftwerkseinsatz gewährleistet. Gleichzeitig sollen die Signale der durch das Engpassmanagement generierten Preise Anreize für Kraftwerks- und Netzinvestitionen liefern.

Gemäß der Stromhandelsverordnung sind hierfür einerseits ex- und implizite Auktionen geeignet. Beide haben einen präventiven Charakter, werden also genutzt, um den Engpass im Vorfeld zu vermeiden. Explizite Auktionen zeichnen sich dabei durch zwei getrennte Märkte aus: Zunächst wird die Kapazität der Kuppelstelle vergeben, dann erst werden die dazugehörigen Stromgeschäfte abgeschlossen. Diese Methode hat sich zum europaweiten Standard entwickelt, während implizite Auktionen, bei denen eine simultane Klärung beider Märkte stattfindet, in reiner Form nur vereinzelt zum Einsatz kommen. Auf der anderen Seite stehen kurative Maßnahmen wie *Countertrading* und *Redispatching*, die den Engpass in Echtzeit durch eine Veränderung des Kraftwerkseinsatzes lindern. In der vorliegenden Arbeit wird nun überprüft,

- inwieweit diese Instrumente dazu geeignet sind, die Ziele der Stromhandelsverordnung zu erreichen und
- welche Gründe für eine unzureichende Zielerfüllung ausschlaggebend sind.

Dafür wird zunächst in Kapitel 2 ein Überblick über die allgemeine Funktionsweise von Strommärkten gegeben. Außerdem werden die Erzeugungsmuster europäischer Staaten herausgearbeitet, die sich zum einen in den physischen

---

<sup>1</sup> VO (EU) 1228/2003.

---

Stromflüssen, aber auch in strukturellen Preisunterschieden widerspiegeln. Kapitel 3 legt juristische und ökonomische Grundlagen des Engpassmanagements. Zudem werden die Anforderungen an ein marktbasierendes Engpassmanagement erarbeitet und Methoden zur Ermittlung der für das Engpassmanagement zur Verfügung stehenden Transferkapazität erläutert. Darauf aufbauend schließt sich in Kapitel 4 eine Analyse der in der Verordnung verankerten Methoden an. Die Arbeit konzentriert sich dabei auf die präventiven ex- und impliziten Auktionen sowie auf die Hybridform des *Market Couplings*. Kurative Maßnahmen sind zumeist Bestandteil des internen Engpassmanagements, welches für die „Kupferplatte“ Deutschland mittelfristig zunächst nicht von Relevanz sein wird. Sie werden in dieser Arbeit daher ausschließlich dann berücksichtigt, wenn sich mit den präventiven Verfahren Interdependenzen ergeben. Zwischen europäischen *day ahead*-Märkten sollen zwar kurzfristige explizite Auktionen abgeschafft und durch verschiedene *Market Coupling*-Projekte ersetzt werden. Auf langfristiger Basis werden explizite Auktionen jedoch auch weiterhin das europäische Standardmodell bleiben. Insofern wird in Kapitel 5 mithilfe eines Bewertungsansatzes nach Lucia & Schwartz der faire Preis langfristiger Übertragungsrechte ermittelt, der mit den tatsächlich realisierten Ergebnissen der Auktionen verglichen wird. In Kapitel 6 werden die wichtigsten Ergebnisse der Untersuchung zusammengefasst und ein Ausblick gegeben.

# Kapitel 2

## Der europäische Kraftwerkspark – Auswirkungen auf grenzüberschreitende Stromflüsse

### 2.1 Grundlegendes zur Wertschöpfungskette

Strom wird in Kraftwerken erzeugt, auf dem Großmarkt entweder bilateral oder börslich gehandelt und durch Stadtwerke oder Handelsunternehmen schließlich an den Endverbraucher verkauft. Die Lieferung, d.h. der Transport erfolgt über ein geschlossenes System elektrischer Leitungen. Allerdings weist jede Stufe dieser Wertschöpfungskette (Abbildung 2.1) Besonderheiten auf, durch die sich Strom von anderen Gütern unterscheidet. Bevor auf diese in den folgenden Kapiteln genauer eingegangen wird, sei hier zunächst die grundlegende Problematik des natürlichen Monopols erläutert.

Sowohl Kraftwerks- als auch Netzinvestitionen zeichnen sich durch hohe Fixkosten und geringe variable Kosten aus. Bis zum Beginn des Liberalisierungsprozesses in Europa galten diese beiden ersten Stufen daher als natürliche Monopole, bei denen die durchschnittlichen Kosten bis zu einer bestimmten kritischen Nachfragemenge oberhalb der Grenzkosten liegen. In einer Ausgangssituation vollständiger Konkurrenz kommt es demnach langfristig solange zu Marktaustritten, bis nur noch ein Anbieter – der natürliche Monopolist –

auf dem Markt verbleibt und gesamte Nachfrage befriedigt.<sup>2</sup> Auf diese Weise entstanden in Europa vertikal integrierte Unternehmen, was sich in Europa erst Anfang der 1990er Jahre mit Inkrafttreten der „Richtlinie 96/92/EG des europäischen Parlaments und des Rates vom 19. Dezember 1996 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt“<sup>3</sup> änderte. Da die Stromerzeugung auch dezentral über viele Kraftwerke erfolgen kann, durch die hohe Fixkosten eliminiert werden, kann auf dieser ersten Stufe der Wertschöpfungskette die kritische Nachfragemenge schnell erreicht werden.<sup>4</sup> Zum anderen ist jede angewandte Technologie zur Erzeugung von Elektrizität – ebenso wie auf jedem anderen Sektor auch – durch kostengünstigere Methoden substituierbar. Verschiedene Technologien treten hierdurch miteinander in Konkurrenz, Wettbewerb ist möglich. Hohe Skalenerträge in der Stromerzeugung sind damit kein Resultat technischer Restriktionen, sondern lediglich entwicklungs-geschichtlich begründet und bieten daher keine Rechtfertigung vertikal integrierter Strukturen auf Strommärkten, wie Abbildung 2.1 verdeutlicht. Die kritische Nachfragemenge kann bei Stromnetzen dagegen nicht ohne Weiteres erreicht werden, so dass hier noch immer ein natürliches Monopol vorliegt. Dieses gilt für nationale Netze, vor dem Hintergrund eines europäischen Strombinnenmarktes aber auch für grenzüberschreitende Leitungen. Die Regulierung des Netzzugangs ist damit nicht mehr nur ausschließlich eine nationale Herausforderung.

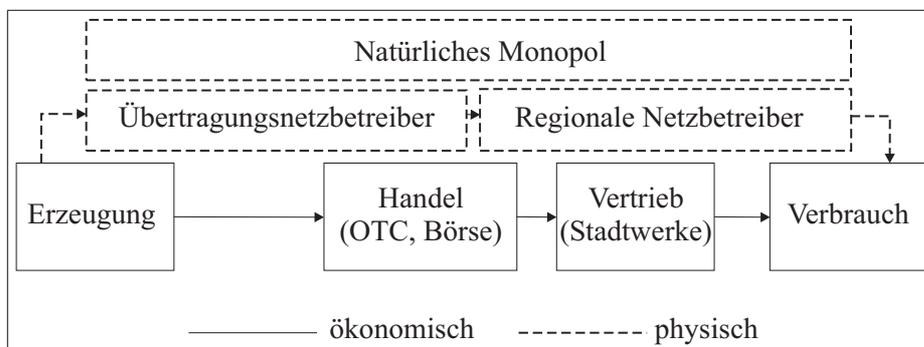


Abbildung 2.1: Wertschöpfungskette.

<sup>2</sup> Vgl. Stoft (2002).

<sup>3</sup> Vgl. Europäische Kommission (1997).

<sup>4</sup> Allerdings erfordert die Größe des Marktes bspw. in Deutschland, Frankreich, Italien oder Großbritannien schon heute zahlreiche Großkraftwerke.

Darüber hinaus haben sich innerhalb Europas sehr heterogene Erzeugungsstrukturen herausgebildet. Für eine Analyse der Auswirkungen verschiedener Vergabemethoden von Übertragungskapazität muss daher einigen gravierenden Unterschieden in der Zusammensetzung der europäischen Stromerzeugung und den sich daraus ergebenden Konsequenzen für das Engpassmanagement besondere Beachtung geschenkt werden. Hierfür wird zum einen ein umfassender Überblick über europäische Strommärkte gegeben und darüber hinaus erarbeitet, welche Auswirkungen diese Heterogenität auf allen Stufen der Wertschöpfungskette Erzeugung, Handel, Übertragung und Verbrauch im Hinblick auf grenzüberschreitende Stromflüsse jeweils nach sich zieht. Das erste eines jeden Unterkapitels bezieht sich dabei auf die grundlegenden Besonderheiten der betroffenen Wertschöpfungsstufe, während in den folgenden Abschnitten eine länderspezifische Betrachtung dieser erfolgt. Der Schwerpunkt wird insgesamt auf den kurzfristigen *day ahead*-Handel mit Strom sowie auf das Hochspannungsnetz gelegt. Es wird gezeigt, dass sich die unterschiedlichen Erzeugungsmuster sowohl im *day ahead*-Preis als auch in physischen Stromflüssen widerspiegeln. Darüber hinaus wird aus diesen Überlegungen eine regionale Marktabgrenzung abgeleitet.

## 2.2 Der europäische Kraftwerkspark

### 2.2.1 Konsequenzen aus den Eigenschaften des Gutes Strom

Eine Speicherung von Strom ist nur in geringen Mengen wirtschaftlich. Elektrizität muss aus diesem Grunde im Augenblick der Erzeugung auch verbraucht werden, lässt sich also nicht durch Strom, der zu einem früheren Zeitpunkt produziert wurde, substituieren. Aus dieser Zeitabhängigkeit und nachfrage-seitig schwankenden Lastmustern ergibt sich die Notwendigkeit von zusätzlichen Erzeugungskapazitäten, die ausschließlich zur Abdeckung der Spitzenlas-

ten (*peak*) eingesetzt werden und in der verbleibenden Zeit still stehen.<sup>56</sup>

Damit eine möglichst günstige Befriedigung der Stromnachfrage erfolgen kann, bedarf es einer genaueren Betrachtung der Kosten einzelner Erzeugungstechnologien. Kraftwerksinvestitionen sind hochspezifisch und fixkostenintensiv, außerdem können zwischen Planung und Inbetriebnahme eines Kraftwerkes bis zu 15 Jahre liegen. Ein bestehender Kraftwerkspark ist aus kurzfristiger Perspektive demnach als konstant zu betrachten. Fixkosten, die bei Kraftwerksinvestitionen erster Linie aus dem Kapitaldienst bestehen, stellen somit versunkene Kosten dar und gehen nicht in die kurzfristige Preisbestimmung ein. Diese erfolgt auf Grundlage der variablen Kosten, die fast ausschließlich aus Brennstoffkosten bestehen und sich in Abhängigkeit der eingesetzten Erzeugungstechnologie unterscheiden:

Kraftwerke, die nur geringe bis keine variablen Kosten verursachen, wie bspw. Wind- und Laufwasserkraftwerke, werden demzufolge zur Deckung der Grundlast eingesetzt und sind dauerhaft in Betrieb. Aber auch Atomkraftwerke, die sich durch eine hohe Inflexibilität und hohe Anfahrtkosten auszeichnen, werden neben Braunkohlekraftwerken im Bereich der Grundlast eingesetzt. Diese bezieht sich dabei auf einen Lastbereich von mehr als 5000 Stunden der 8760 Stunden eines Jahres, von Mittellast spricht man bei einem Lastbereich von bis zu 5000 Stunden pro Jahr. Den Schwankungen der Mittellast aus vorhersehbaren Nachfrageveränderungen wird aufgrund ihrer geringeren technischen Trägheit und höheren Brennstoffkosten in erster Linie mit dem Einsatz von Steinkohlekraftwerken begegnet, während in Spitzenlastzeiten (weniger als 2000 Stunden pro Jahr) Öl-, Gas- und Pumpspeicherkraftwerke in Betrieb genommen werden. Insgesamt werden nun für eine möglichst kostengünstige Befriedigung der Nachfrage die verschiedenen Kraftwerkstypen gemäß ihrer variablen Kosten in aufsteigender Reihenfolge sortiert und in Abhängigkeit der Nachfrage ermittelt, welche Kraftwerke zum Einsatz kommen. Auch wenn im Vergleich zu anderen Erzeugungstechnologien höhere Grenzkosten vorliegen, werden regenerative Energien, die unter die Bestimmungen des „Gesetzes

<sup>5</sup> Als *peak* bezeichnet man den Zeitraum zwischen 08:00 (09:00) und 20.00 Uhr (werktags), als *base* dagegen die gesamten 24 Stunden eines Tages.

<sup>6</sup> Siehe auch Kapitel 2.5.

für den Vorrang Erneuerbarer Energien” (EEG) fallen, dabei als *must run*-Kapazitäten im Bereich der Grundlast angesiedelt.

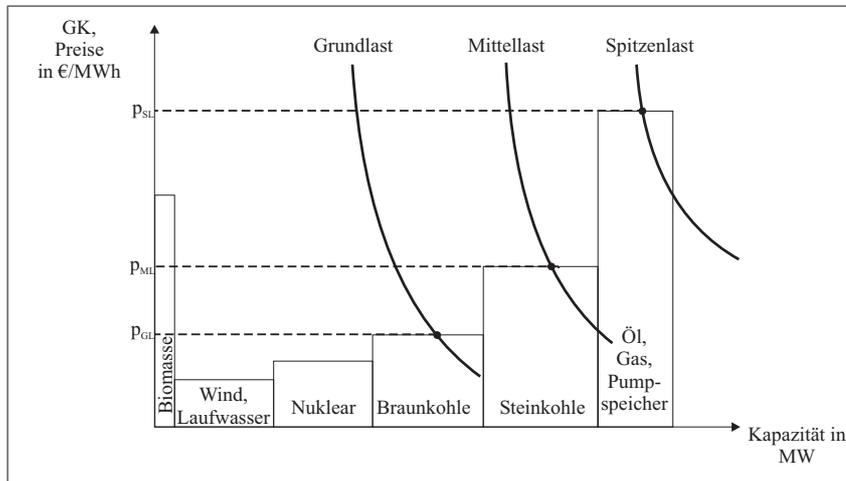


Abbildung 2.2: Stilisierte *Merit order*.

Die so entstehende *Merit order* fungiert damit als kurzfristige Angebotsfunktion auf dem betrachteten Strommarkt. In Abbildung 2.2 ist diese für verschiedene Erzeugungstechnologien und Lastsituationen stilisiert dargestellt. Die *Merit order* dient auf Strommärkten bei kurzfristig unelastischer Nachfrage als Grundlage der Preisbestimmung und sorgt dafür, dass diese unter Einsatz der günstigsten Kraftwerke gedeckt wird. Das letzte Kraftwerk, welches bei fixer Nachfrage gerade noch zum Einsatz kommt, das sog. Grenzkraftwerk, zeigt auf diese Weise sowohl die marginalen Kosten einer weiteren produzierten MWh als auch den zu einem bestimmten Zeitpunkt geltenden Strompreis an.<sup>7</sup> So gilt in Abbildung 2.2 bspw.  $p_{ml}$  als Strompreis im Bereich der Mittellast, wobei das Steinkohlekraftwerk als marginales Kraftwerk preisbestimmend ist. Es ist offensichtlich, dass der so erzielte Preis – solange das Kraftwerk noch nicht abgeschrieben ist – für das Grenzkraftwerk nicht zur Deckung der Gesamtkosten ausreicht, die sich aus den variablen Brennstoffkosten, aber auch aus dem fixen Kapitaldienst zusammensetzen.

Diese klassische *Merit order* ist allerdings nicht als Fixum zu verstehen, die Zusammensetzung des Kraftwerksparkes kann sich insbesondere im Bereich der Mittel- und Spitzenlast verändern. Diese können zum einen in normalen

<sup>7</sup> Siehe Kapitel 2.3.

Preisvariationen<sup>8</sup> begründet liegen, die bspw. zu einer Substitution von Ölkraftwerken durch Gaskraftwerke führen<sup>9</sup>, aber auch politischer Natur sein. So verringert in Deutschland die Einführung der vorrangigen EEG-Einspeisung, die monatlich im Voraus beschafft werden muss, die Nachfrage nach Strom aus konventionellen Energiequellen. Preisbestimmend in Spitzenlastzeiten sind nun nicht mehr zwangsläufig die teureren fossilen Kraftwerke, ein Teil der Nachfrage wird stattdessen durch die im Vorfeld beschaffte EEG-Einspeisung bedient und der Strompreis sinkt aufgrund geringerer variabler Kosten bei regenerativen Energieträgern (Laufwasser, Wind, Solar) entsprechend. Damit kommt es durch diesen *Merit order*-Effekt zu einer (gewollten) veränderten Zusammensetzung der eingesetzten Kraftwerke zugunsten der Erneuerbaren.<sup>10</sup>

Einen weiteren Effekt auf die *Merit order* hat die europaweite Einführung von knappen Emissionsrechten (*Emissions Trading System*, ETS), die über eine schrittweise Reduktion der ausgegebenen Rechte zu einer Verringerung des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes führen soll. Die Zuteilung dieser Zertifikate, der sog. *EU-Allowances* (EUA), erfolgte in einem ersten Schritt kostenlos, wurde jedoch aufgrund des Opportunitätskostenprinzips<sup>11</sup> bei der Ermittlung der variablen Kosten eines Kraftwerkes integriert und führte damit zu einer Erhöhung der Preise bei CO<sub>2</sub>-intensiven Energiequellen. CO<sub>2</sub>-ärmere Technologien, wie bspw. GuD-Anlagen (Gas- und Dampf-), sollten hierdurch verstärkt zum Einsatz kommen und damit zu einer veränderten Struktur der klassischen *Merit order* beitragen.<sup>12</sup> Neben diesen ökonomisch sowie politisch induzierten Determinanten des Strompreises nehmen darüber hinaus noch weitere wetterabhängige Faktoren Einfluss auf den Strompreis: Die Windgeschwindigkeit beispielsweise beeinflusst die (verpflichtende) Einspeisung aus Windkraftwerken, außerdem hängt die Leistung eines Laufwasserkraftwerkes sowohl von der

---

<sup>8</sup> Z.B. Entwicklung des Ölpreises, der als entscheidende Determinante den Gaspreis beeinflusst.

<sup>9</sup> Dieses gilt jedoch allenfalls kurzfristig, da auf lange Sicht der Gaspreis eben aus jener Substitutionsbeziehung heraus der Entwicklung des Ölpreises folgt.

<sup>10</sup> Vgl. Sensfuss (2007).

<sup>11</sup> Vgl. Kapitel 2.3.2.

<sup>12</sup> Liegen die Kosten einer Emissionsverringerung unterhalb des Preises für CO<sub>2</sub>-Zertifikate, lohnt sich der Verkauf, andernfalls werden sie beansprucht. Emissionsverringernende Maßnahmen werden demnach dort durchgeführt, wo sie am günstigsten sind. Eine Verknappung der Zertifikate sorgt zudem für eine Verringerung der CO<sub>2</sub>-Emissionen.

Niederschlagsmenge, aber auch von der Menge an Schmelzwasser, d.h. der Umgebungstemperatur ab.

## 2.2.2 Stromerzeugung in Europa – Umfang und Struktur

### Stromerzeugung und Kapazitäten UCTE

Das vorhergehende Kapitel hat gezeigt, auf welche Weise der Strompreis von den marginalen Erzeugungskosten einer MWh Strom beeinflusst wird. Gleichzeitig besteht ein Zusammenhang zwischen den Strompreisen benachbarter Länder und dem Preis, der für grenzüberschreitende Übertragungsrechte gezahlt wird. Aus diesem Grund wird an dieser Stelle die Zusammensetzung des europäischen Kraftwerkspark dargestellt, wobei der Schwerpunkt auf Westeuropa sowie Skandinavien gelegt wird. Preisbestimmend auf *day ahead*-Märkten ist allerdings ausschließlich die *Erzeugung* des aktuellen Kraftwerksparks, nicht die zugrunde liegende *Erzeugungskapazität*. Letztere wird daher aus der nun folgenden Darstellung nur kurz umrissen.

Tabelle 2.1 zeigt die Stromerzeugung innerhalb des europäischen Verbundnetzes<sup>13</sup> von 2005 bis 2007 in GWh. Insgesamt wurden jährlich zwischen 2.400 und 2.600 TWh Strom produziert, wobei sich die Stromerzeugung zu 50 Prozent aus fossilen Primärenergieträgern wie Braun-, Steinkohle, Gas und Öl zusammensetzt und zu 30 Prozent aus Atomkraft. Den Erneuerbaren kommt nur ein Anteil von 14 bis 16 Prozent zu, wobei sich die Stromproduktion aus Windkraftanlagen innerhalb dieser drei Jahre um knapp 36 Prozent erhöht hat. Die größten Stromproduzenten des UCTE-Versorgungsgebietes sind dabei Deutschland mit einer Stromerzeugung von etwa 588 GWh und Frankreich, wo ca. 549 GWh produziert werden.

Differenziert man jedoch die Stromerzeugung nach einzelnen Ländern, so zeigt sich in Bezug auf die eingesetzten Energieträger eine eher heterogene Struktur. Abbildung 2.3 zeigt diese für ausgewählte Länder in Europa für das Jahr 2006. Während der Anteil von Wasserkraft in der Schweiz und in

---

<sup>13</sup> UCTE: Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity. Siehe ausführlich unter Kapitel 2.5.3.

	2005	2006	2007
<b>Wasserkraft</b>	<b>292.552</b>	<b>305.733</b>	<b>272.062</b>
<b>Nuklear</b>	<b>792.648</b>	<b>801.865</b>	<b>687.577</b>
<b>Konventionelle</b>	<b>1.372.575</b>	<b>1.382.946</b>	<b>1.280.966</b>
– Braunkohle	k.A.	343.428	288.763
– Steinkohle	k.A.	252.224	223.486
– Gas	k.A.	385.461	291.358
– Öl	k.A.	57.750	40.624
– nicht zurechenbar	k.A.	263.610	267.294
<b>Erneuerbare</b>	<b>97.085</b>	<b>112.019</b>	<b>124.701</b>
– Wind	59.731	72.530	81.178
<b>unklar</b>	<b>7.501</b>	<b>9.672</b>	<b>7.456</b>
<b>Summe</b>	<b>2.570.362</b>	<b>2.619.778</b>	<b>2.380.030</b>

Tabelle 2.1: Stromerzeugung des UCTE-Gebietes von 2005 bis 2007 in GWh.

Quelle: UCTE.

Österreich bedingt durch günstige geografische Bedingungen bei über 50 Prozent lag, machte diese in Spanien, Italien und Frankreich etwa 11 Prozent der Stromerzeugung aus (Deutschland ca. 4 Prozent). Deutliche Unterschiede lassen sich auch in Bezug auf die Nutzung von günstigerer Atomkraft feststellen. So hat diese in Frankreich einen Anteil von fast 80 Prozent an der Stromerzeugung. Belgien stellt 54 Prozent seiner Elektrizität aus Kernenergie her, Tschechien und Deutschland liegen bei 30 Prozent. Österreich, Dänemark-West, Italien und Polen verfügen über keine eigenen Atomkraftwerke. Stattdessen erzeugt Polen nahezu seinen gesamten Strom (97,9 Prozent) aus Stein- und Braunkohlekraftwerken, aber auch in den Niederlanden (89 Prozent), Italien (83,1 Prozent), West-Dänemark (76,6 Prozent), Deutschland (61,1 Prozent) und Tschechien (64,2 Prozent) wird in erster Linie aus fossilen Energieträgern Strom produziert, während diese in Österreich und Belgien gerade einen Anteil von 35 bzw. 40 Prozent erreichen.

In West-Dänemark tragen dagegen die regenerativen Energieträger mit 23,3 Prozent in erheblichem Maße zur Stromerzeugung bei. Dies liegt in erster Linie an einer Windenergieerzeugung von 5 TWh im Jahr 2007 bei einer Gesamterzeugung von 21 TWh. Auf einen Anteil der Erneuerbaren von über 7 Prozent kommen neben Österreich und der Schweiz nur noch Deutschland (7,8 Prozent), Spanien (9,9 Prozent) und die Niederlande (7,5 Prozent), der Beitrag regenerativer Energiequellen aller anderen betrachteten Ländern fällt

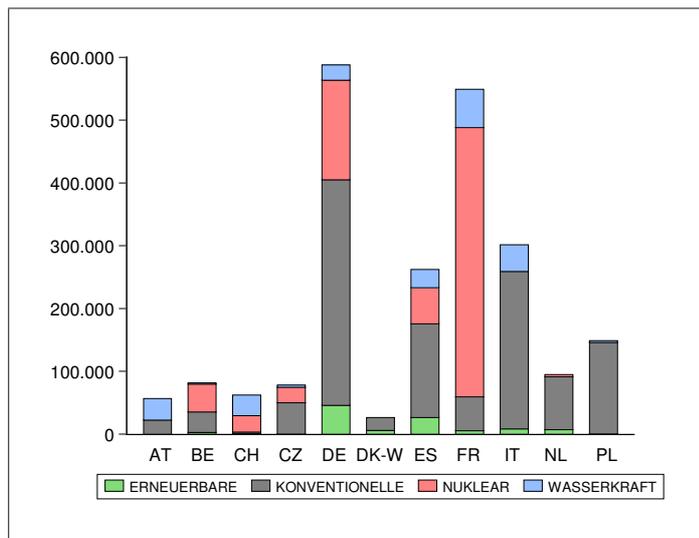


Abbildung 2.3: Stromerzeugung 2006 ausgewählter EU-Länder und der Schweiz in GWh.

Quelle: UCTE.

mit maximal 3 Prozent (Belgien und Italien) kaum ins Gewicht.

Insgesamt betrug die in den betrachteten Ländern im Jahre 2007 installierte Kraftwerkskapazität knapp 555 GW, wovon die vier größten Stromerzeuger der UCTE, nämlich Deutschland (128 GW), Spanien (86 GW), Frankreich (116 GW) und Italien (94 GW) fast 65 Prozent ausmachen. Tabelle 2.2 zeigt die nach Primärenergieträgern eingesetzten Kraftwerkskapazitäten der hier betrachteten Staaten, wobei aus oben geschilderten Gründen nicht weiter darauf eingegangen werden soll.

	Wasserkraft	Kernkraft	Erneuerbare	Konventionelle	Gesamt
<b>AT</b>	11.811	.	849	6.254	<b>18.914</b>
<b>BE</b>	1.411	5.825	861	8.226	<b>16.323</b>
<b>CH</b>	13.355	3.220	330	340	<b>17.245</b>
<b>CZ</b>	2.175	3.537	163	10.542	<b>16.417</b>
<b>DE</b>	9.100	20.300	28.400	70.500	<b>128.300</b>
<b>ES</b>	20.818	7.465	14.253	43.624	<b>86.160</b>
<b>FR</b>	25.404	63.260	3.130	24.085	<b>115.879</b>
<b>IT</b>	21.095	.	3.371	69.100	<b>93.566</b>
<b>NL</b>	37	485	2.588	18.911	<b>22.021</b>
<b>PL</b>	2.327	.	318	29.818	<b>32.302</b>
<b>DKW</b>	10	.	2.499	5.173	<b>7.682</b>

Tabelle 2.2: Erzeugungskapazitäten 2007 UCTE in MW.

Quelle: UCTE.

## Stromerzeugung und Kapazitäten Nordel

Die Stromerzeugung der skandinavischen Länder, dargestellt in Abbildung 2.4, ist maßgeblich durch den Einsatz von Wasserkraftwerken geprägt. So stammen insgesamt 50 Prozent der fast 200 TWh<sup>14</sup>, die im Jahre 2006 produziert wurden, aus Laufwasser-<sup>15</sup> und Pumpspeicherkraftwerken. Insbesondere in Norwegen bestimmt Wasserkraft mit über 98 Prozent nahezu die gesamte Stromerzeugung, während Schweden nur etwa 43 Prozent aus Wasserkraft bezieht. Stattdessen stammen 46 Prozent der schwedischen Stromerzeugung aus Kernenergie<sup>16</sup>, die restlichen 11 Prozent aus konventionellen Kohlekraftwerken.

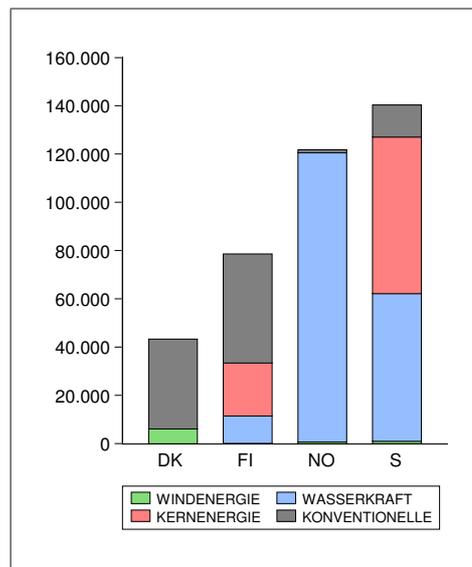


Abbildung 2.4: Stromerzeugung Nordel 2006 in GWh (ohne Island).

Quelle: Nordel.

Finnland dagegen verfügt über keine ausreichenden Kohle-, Öl- oder Gasvorkommen. Das Potenzial für Windkraft ist – wie in Schweden auch –

<sup>14</sup> Dieser Wert bezieht sich auf die Stromproduktion von Norwegen, Schweden, Finnland und Dänemark. Island ist an kein internationales Verbundnetz angegliedert, ist also im Rahmen dieser Arbeit vernachlässigbar.

<sup>15</sup> Hier wird u.a. zwischen Laufwasserkraftwerken mit Schwellbetrieb und solchen mit permanentem Betrieb unterschieden. Während erstere durch eine Sammlung von Wasser in einem Stauraum eine zeitliche Optimierung ermöglichen, liegt das Wehr bei letzteren quer zur Flussrichtung und ist damit dauerhaft in Betrieb.

<sup>16</sup> Es existieren 10 Reaktoren in Schweden. Ein Regierungswechsel im Jahre 2006 leitete eine Veränderung der schwedischen Atomenergiepolitik ein, so dass ungeachtet des ursprünglich geplanten Atomausstiegs die Notwendigkeit von Atomkraftwerken betont wurde und ab 2010 neue Kernkraftwerke gebaut werden können.

aufgrund einer sehr geschützten geografischen Lage eher schwach ausgeprägt. Auch Wasserkraft kann nicht in dem Umfang eingesetzt werden wie in Norwegen. Um durch zunehmende Rohstoffimporte eine steigende Abhängigkeit von russischen Öl- und Gaslieferungen zu vermeiden, entschied sich Finnland daher für den Ausbau der Atomenergie, die dementsprechend auf einen Erzeugungsanteil von 28 Prozent kommt.<sup>17</sup> Der Anteil fossiler Energieträger liegt mit 86 (57 Prozent) in Dänemark (Finnland) vergleichsweise hoch, wobei Dänemark mit einem Anteil von 14 Prozent an der gesamten Stromerzeugung das einzige Land mit einer nennenswerten Windenergienutzung ist. Diese impliziert jedoch aufgrund der schwankenden Einspeisung eine starke Abhängigkeit von norwegischen Wasserkraft- und schwedischen Atomkraftwerken.

Die gesamte installierte Erzeugungskapazität innerhalb des Nordel-Versorgungsgebietes, dargestellt in Tabelle 2.3, betrug im Jahre 2007 (inklusive Island) etwa 94 GW, wobei Schweden und Norwegen mit 34 bzw. 30 GW 67 Prozent der gesamten skandinavischen Erzeugungskapazität stellen.

	Dänemark	Finnland	Norwegen	Schweden	Nordel
<b>Wasserkraft</b>	10	3.031	29.043	16.209	48.292
<b>Kernkraft</b>	.	2.651	.	9.074	11.725
<b>Konventionelle</b>	9.264	8.417	699	5.119	23.499
<b>Wind</b>	3.124	81	380	780	4.365
<b>andere</b>					
<b>Erneuerbare</b>	635	2720	191	2.886	6.432
<b>Gesamtkapazität</b>	13.032	16.900	30.313	34.068	94.313

Tabelle 2.3: Erzeugungskapazitäten 2007 Nordel in MW (ohne Island).

Quelle: Nordel.

Diese länderspezifischen Erzeugungsmuster innerhalb Europas wirken sich – wie im Folgenden gezeigt wird – auf die Stromspotpreise der verschiedenen Strombörsen aus. Vorher wird jedoch eine kurze Einführung in die Funktionsweise von Strommärkten gegeben

<sup>17</sup> Derzeit befindet sich das fünfte Atomkraftwerk in Bau, die Inbetriebnahme soll im Jahre 2010 erfolgen.

## 2.3 Auswirkungen der Erzeugungsstruktur auf *day ahead*-Märkte

### 2.3.1 Funktionsweise von Strommärkten

#### Überblick

Bevor der Strom zum Verbraucher gelangt, wird er zunächst auf Großhandelsebene an Zwischenhändler, z.B. Handelsgesellschaften oder Stadtwerke, verkauft.<sup>18</sup> Er kann bis zum sog. *gate closure*, d.h. bis zu dem Zeitpunkt, zu dem die Fahrpläne der Marktteilnehmer feststehen und die Kontrolle auf den Netzbetreiber übergeht, entweder *over the counter* (OTC) oder aber über Strombörsen erfolgen. Auf OTC-Märkten werden dabei bilaterale nicht standardisierte Verträge gehandelt, die eine Anpassung an individuelle Lastmuster erlauben, während auf Strombörsen ausschließlich standardisierte Produkte für z.B. einzelne Stunden oder festgelegte Zeiträume (*base* oder *peak*) gehandelt werden, was die Erfüllung *aller* Forderungen der Kunden (Industrie, Stadtwerke) per se ausschließt.<sup>19</sup> Das auf Strombörsen<sup>20</sup> gehandelte Volumen beschränkt sich zwar auf einen sehr geringen Anteil – in Deutschland sind dies bspw. etwa 14 Prozent des Gesamtverbrauchs – trotzdem gilt der börsliche Spotpreis als Referenz für OTC-Geschäfte, da sich sonst Arbitragemöglichkeiten ergeben würden.<sup>21</sup>

Im besten Fall kann auf einer Strombörse zu jedem beliebigen Zeitpunkt für jede weitere Kauf- bzw. Verkaufsoffer ein entsprechendes Gegengeschäft gefunden werden, ohne gravierende Kursschwankungen für das gehandelte Gut auszulösen. In diesem Fall spricht man von einem liquiden Markt.<sup>22</sup> Dieser

<sup>18</sup> Vgl. Abbildung 2.1.

<sup>19</sup> Hier ist bspw. eine Mischung aus individuell vereinbarten Bandlieferungen für bestimmte Zeiträume und flexibel abrufbaren Kapazitäten denkbar.

<sup>20</sup> In Europa existieren 13 Strombörsen, von denen die größte in Skandinavien (Nordpool) ansässig ist, gefolgt von der EEX in Deutschland und der französischen Powernext. Die beiden letzteren beschlossen im Jahre 2007 ihren Zusammenschluss. Der Spotmarkt wird dabei in Paris angesiedelt sein. Dies kann sich insbesondere deswegen als problematisch erweisen, als dass sich die Kompetenz der französischen Börsenaufsicht nicht auf die Kontrolle von Strombörsen erstreckt.

<sup>21</sup> Vgl. z.B. Boisseleau (2004).

<sup>22</sup> Vgl. Grichnik (2002).

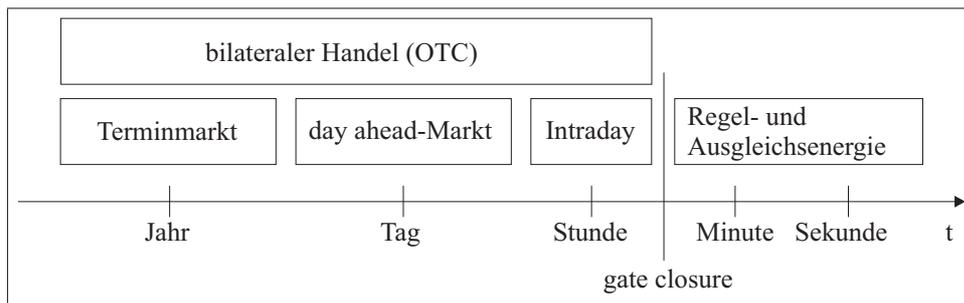


Abbildung 2.5: Chronologie von Strommärkten.

setzt jedoch eine hohe Teilnehmeranzahl voraus, die nicht zwangsweise immer gegeben sein muss. Um dennoch auf Strombörsen eine ausreichende Liquidität zu sichern, werden einige Marktteilnehmer, sog. *Market Maker*, verpflichtet, sowohl Kauf- als auch Verkaufsoffer abzugeben.

Für den börslichen Handel mit Strom stehen den Anbietern und Nachfragern verschiedene Märkte zur Verfügung, die sich hinsichtlich ihrer gehandelten Produkte, aber auch in Bezug auf den jeweiligen Einsatzzeitpunkt dieser unterscheiden. Auf Spotmärkten wird ausschließlich  $d - 1$  gehandelt, d.h. am Tag vor der physischen Lieferung  $d$ . Hier auftretende Preisschwankungen können bis zu einigen Jahren vor der physischen Lieferung auf Terminmärkten abgesichert werden.<sup>23</sup> Der *Intraday*-Handel erfolgt auf Ausgleichsmärkten, auf denen bis zu einer Viertelstunde vor der physischen Lieferung Transaktionen abgeschlossen werden können. Der chronologische Zusammenhang dieser Märkte, deren Eigenschaften im Folgenden genauer herausgearbeitet werden, ist in Abbildung 2.5 dargestellt.

### Teilmärkte auf Strombörsen

Spotmärkte sind 24-Stunden-Märkte, auf denen kurzfristige Lieferungen für einzelne Kalendertage vereinbart werden. Jeder Marktteilnehmer gibt beispielsweise bis spätestens 12 Uhr des der Lieferung vorausgehenden Tages ( $d - 1$ ) entweder Kauf- oder Verkaufsoffer ab, welche aus verschiedenen für einzelne Stunden geltenden Preis-Mengen-Kombinationen bestehen. So ergibt sich für jede Stunde des Tages für jeden Teilnehmer eine individuelle Angebots- und

<sup>23</sup> EEX: sechs Jahre, Nordpool: fünf Jahre im Voraus.

Nachfragefunktion. Die Kauf- und Verkaufsoffer der Marktteilnehmer werden dann in einer aggregierten Angebots- und Nachfragekurve zusammengefasst, aus deren Schnittpunkt sich der Systempreis sowie die insgesamt gehandelte Menge Strom ergeben. Auf Grundlage dieses Systempreises in Verbindung mit den individuellen Geboten werden dann die Handelsvolumina der einzelnen Teilnehmer ermittelt.

Die Kauf- und Verkaufsoffer der Marktteilnehmer – obwohl nicht als Grenzkostengebote abgegeben – stehen dabei in unmittelbarem Zusammenhang mit der im vorigen Abschnitt 2.2.1 eingeführten *Merit order*. Marktteilnehmer haben einen Anreiz, in Höhe ihrer marginalen Kosten zu bieten, da die eigenen Kraftwerke nur zum Einsatz kommen, wenn die abgegebenen Verkaufsoffer unterhalb des ermittelten Systempreises liegen. Gebote unterhalb der eigenen Grenzkosten dagegen können keine Kostendeckung erzielen.<sup>24</sup> Insofern gibt die *Merit order* nicht nur Auskunft über die marginalen Kosten der Kraftwerke, sondern bestimmt auch über die auf der Strombörse abgegebenen Gebote den Kraftwerkseinsatz.

Kurzfristig, bspw. auf Stunden bezogen, zeichnen sich Strompreise durch eine hohe Volatilität sowie durch *mean reversion* aus.<sup>25</sup> Letztere bezieht sich dabei auf die Eigenschaft der Strompreise, nach heftigen kurzen Ausschlägen wieder zum langfristigen Mittelwert zurückzukehren. Sowohl die *mean reversion*-Eigenschaft als auch die hohe Volatilität liegen in einer geringen Preiselastizität der Nachfrage begründet, die in Zeiten hoher Auslastung, in denen das Angebot ebenfalls wenig preiselastisch ist, zu hohen Preissprüngen führt. Verringert sich die Nachfrage, kehrt der Strompreis wieder zu seinem ursprünglichen Niveau zurück.<sup>26</sup> Über einen längeren Zeitraum betrachtet zeichnen sich Stromgroßhandelspreise jedoch insgesamt durch eine saisonale Abhängigkeit sowohl auf Tages- als auch auf Jahresbasis aus. So ist die Stromnachfrage und damit auch der -preis tagsüber (im Winter) höher als nachts (im Sommer)<sup>27</sup>

<sup>24</sup> Vgl. Hunt (2002).

<sup>25</sup> Vgl. Deng (2000).

<sup>26</sup> Vgl. Abbildung 2.2.

<sup>27</sup> In Bezug auf Jahreszeiten ist auch der umgekehrte Fall denkbar, z.B. durch eine verstärkte Nutzung von Klimaanlage im Sommer.

Der Terminmarkt bietet den Teilnehmern die Möglichkeit, sich gegen das Risiko, welches durch die Volatilität des Systempreises auf dem Spotmarkt entsteht, abzusichern. Neben Forward- und Futures-Kontrakten werden auf den europäischen Strombörsen auch Optionen gehandelt. Die Vertragspartner eines Forward- bzw. Futures-Kontraktes verpflichten sich, zu einem bestimmten Zeitpunkt eine im Vertrag festgelegte Menge Strom zu einem vorher vereinbarten Preis zu kaufen bzw. verkaufen.<sup>28</sup> Futures-Kontrakte sind anders als Forward-Kontrakte, bei denen kein Intermediär (Börse) zwischen den Marktteilnehmern steht, anonymisiert und standardisiert in z.B. Wochen-, Monats- oder Jahresprodukte für jeweils eine bestimmte Lastsituation (*base* oder *peak*). Jedoch gelangen diese Absicherungsverträge in der Regel nicht zur physischen Erfüllung, da diese ausschließlich über den Spotmarkt erfolgt.<sup>29</sup> Der Terminkontrakt wird dann entweder täglich oder am Ende seiner Laufzeit mit dem aktuellen Systempreis verrechnet, so dass bei einem gestiegenen Marktpreis der Käufer einen Gewinn in Höhe der Differenz zwischen dem Spot- und dem vertraglich festgesetzten Preis aus dem Futures-Kontrakt erzielt. Er bezieht den Strom zum aktuellen Preis auf dem Spotmarkt, bekommt aber eben diese Differenz erstattet. Diese finanzielle Dienstleistung übernimmt die Börse, welche vom Gegenpart des Kontraktes diesen Betrag einfordert. Eine Option<sup>30</sup> als bedingtes Termingeschäft dagegen ermöglicht ihrem Käufer, das zugrunde liegende Gut (eine bestimmte Menge Strom) innerhalb einer bestimmten Frist zu einem vorher festgelegten Basispreis zu kaufen (Call-Option) bzw. zu verkaufen (Put-Option), allerdings besteht für den Inhaber der Option das Recht, aber nicht die Verpflichtung zur Ausübung der Option.<sup>31</sup>

Auf einem *Intraday*-Markt werden Kontrakte gehandelt, die am Tag vor (allerdings nach Handelsschluss des *day ahead*-Marktes) oder erst am Tag der Lieferung selbst abgeschlossen werden, wodurch dezentral ein Ausgleich kurzfristiger Kraftwerksausfälle oder Lastschwankungen erreicht werden kann. Auf-

<sup>28</sup> Futures auf Emissionsberechtigungen und Kohle sind weitere Produkte, die auf der EEX und Nordpool gehandelt werden.

<sup>29</sup> Mit den *German base* bzw. *peak* Futures werden an der EEX auch physische Terminkontrakte gehandelt.

<sup>30</sup> Auf Optionen wird im Rahmen der Bewertung physischer Übertragungsrechte (Kapitel 5) genauer eingegangen.

<sup>31</sup> Vgl. Gerke (2000).

grund dieser kurzen Frist geht dabei die Kontrolle auf den Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB<sup>32</sup>) über (*gate closure*), der flexibel einsetzbare Erzeugungskapazitäten aus vorher abgegebenen Angebotsfunktionen abrufen. Auf diese Weise verringert sich der Bedarf an Regelenergie<sup>33</sup>, die erst dann zum Einsatz kommt, wenn auch nach Handelsschluss des *Intraday*-Marktes noch Abweichungen zwischen Ein- und Ausspeisungen auftreten.<sup>34</sup>

### 2.3.2 Spotmarktpreise in Europa

Nachdem nun sowohl die Erzeugungsstruktur verschiedener europäischer Länder dargestellt als auch die Ermittlung eines Stromgroßhandelspreises auf Strombörsen erläutert wurden, werden nun verschiedene Eigenschaften und Determinanten der Strompreise anhand ihrer Entwicklung von 2005 bis 2007 für einige europäische Länder herausgearbeitet. Darüber hinaus wird gezeigt, dass das Niveau der Strompreise unmittelbar mit den oben beschriebenen Erzeugungsmustern zusammenhängt. Außerdem wird eine Marktabgrenzung mithilfe einer Korrelationsanalyse vorgenommen. Grundsätzlich muss allerdings bei der Betrachtung von *day ahead*-Preisen beachtet werden, dass zur Verringerung von Preisschwankungen ein Großteil des Stroms nicht über den *day ahead*-Markt gehandelt wird, sondern über langfristige Terminkontrakte. Der Spotmarkt dient lediglich zur Deckung kurzfristiger Ausfälle bzw. zum Verkauf überschüssigen Stroms aus Windeinspeisungen oder Terminkontrakten. Letztere sind von Schwankungen nicht in dem Maße betroffen wie Spotpreise, weswegen sich diese zur Identifikation von Preisdeterminanten eher eignen.<sup>35</sup>

Abbildung 2.6 zeigt die börslich ermittelten monatlichen Stromgroßhandelspreise in Euro/MWh von 2005 bis 2007 der an Deutschland angrenzenden Länder. Hierbei handelt es sich um Monatsdurchschnittswerte für den *base*-Zeitraum von 0 bis 24 Uhr. Insgesamt wurden in diesem Zeitraum Spotpreise zwischen 7 Euro/MWh in Skandinavien (Nordpool 07/00) und 131 Euro/MWh

<sup>32</sup> Auch *Transmission System Operator* (TSO). Weitere Aufgaben eines ÜNB vgl. Kapitel 2.5.2.

<sup>33</sup> Siehe Kapitel 2.5.2.

<sup>34</sup> Vgl. Ragwitz (2006).

<sup>35</sup> Vgl. Janssen (2008a).

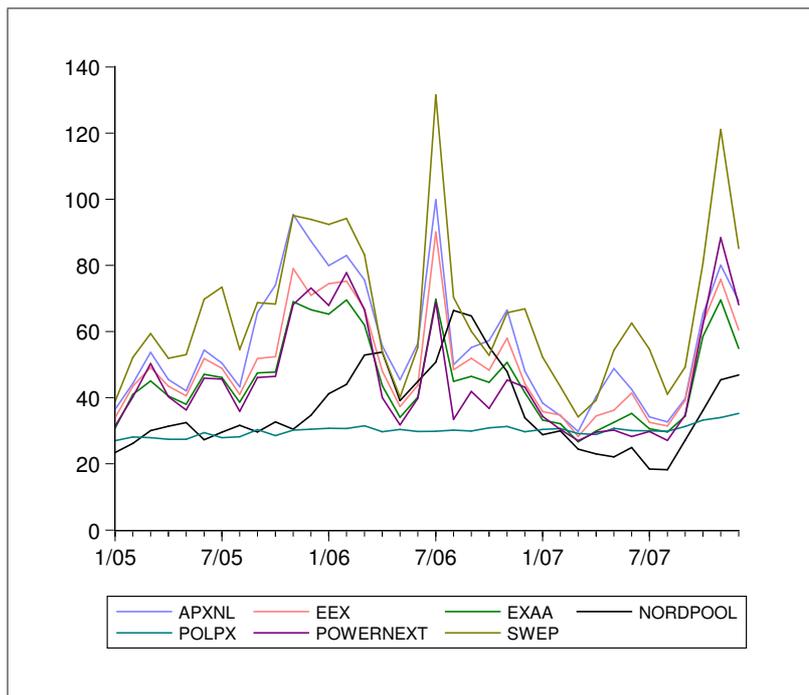


Abbildung 2.6: Stromgroßhandelspreise (*base*) ausgewählter europäischer Länder von 2005 bis 2007 in Euro/MWh.

Quelle: Datastream, Nordpool, TGE, EXAA, National Bank of Poland, Banque National Suisse.

in der Schweiz (SWEP<sup>36</sup> 07/06) realisiert, wobei die europaweit niedrigsten Strompreise dabei in Polen (TGE<sup>37</sup>), dem Handelsgebiet von Nordpool, Frankreich (Powernext) und Österreich (EXAA<sup>38</sup>) vorlagen.

Obwohl in Polen Strom in erster Linie aus konventionellen Energieträgern wie Stein- und Braunkohle sowie Öl generiert wird, weisen die polnischen Stromgroßhandelspreise (im betrachteten Zeitraum zwischen 22 und 36 Euro/MWh) das geringste Niveau im europäischen Vergleich auf. Dieses liegt allerdings nicht an günstigeren Rohstoffpreisen, sondern an einer strikten Regulierung des polnischen Wirtschaftsministeriums. Zur Vermeidung von Preissprüngen werden im Vorfeld auf jährlicher Basis Obergrenzen für den Strompreis festgelegt, so dass eine Anpassung an das Preisniveau der umliegenden Länder ausgeschlossen ist.<sup>39</sup> Alle anderen hier herangezogenen Märkte zeigen

<sup>36</sup> *Swiss Electricity Price Index.*

<sup>37</sup> *Towarowa Gielda Energii.*

<sup>38</sup> *Energy Exchange Austria.*

<sup>39</sup> Die polnische Regierung versucht auf diese Weise, die Inflationsrate auf einem niedrigen Niveau zu halten und so den Beitritt zum Wechselkursmechanismus II sicherzustellen. Außerdem ist der polnische Stromsektor von Langfristverträgen geprägt, die bislang eine freie Bildung des Strompreises verhindern. Vgl. Kaderják (2005). Arbitragegeschäfte in

jedoch eine Abhängigkeit der Strompreise von den Preisen eingesetzter Primärenergieträger:

So erklärt sich der niedrige Stromgroßhandelspreis im Versorgungsgebiet von Nordpool mit einem Systempreis zwischen 13 und 48 Euro/MWh durch die in Kapitel 2.2.2 erläuterte Erzeugungsstruktur in Skandinavien, die zu ca. 50 Prozent auf Wasserkraft basiert. Lediglich in den Jahren 2002/2003 lag der durchschnittliche Strompreis in Skandinavien über demjenigen bspw. der EEX, was vor allem an geringen Füllständen in den Wasserreservoirs lag, die zu einer Angebotsverknappung führten. Der erhebliche Preisrückgang im Jahre 2007 dagegen lag in hohen Füllständen und gleichzeitig niedrigem Verbrauch in Schweden und Norwegen begründet, so dass ein erheblicher Teil des aus Wasserkraft erzeugten Stromes in die benachbarten Länder exportiert wurde.<sup>40</sup>

Die *day ahead*-Börsenpreise für Strom bewegten sich in Frankreich sowie Österreich im betrachteten Zeitraum zwischen 21 und 50 Euro/MWh. Abbildung 2.6 zeigt, dass sie sich auch im Jahresdurchschnitt nahezu synchron bewegten. Trotzdem lassen sich hier unterschiedliche Abhängigkeiten ausmachen: Der im europäischen Vergleich niedrige Spotpreis in Frankreich liegt in der günstigen, da atomkraftbasierten Erzeugungsstruktur begründet, während in Österreich mehr als die Hälfte des Stromes aus Wasserkraft erzeugt wird. Dieses induziert auch eine geringere Abhängigkeit der Spotpreise von der Entwicklung der Rohstoffpreise, worauf der im europäischen Vergleich weniger volatile Verlauf des österreichischen Spotpreises hindeutet.

Der deutsche Stromgroßhandelspreis Phelix *base*<sup>41</sup> liegt mit Werten zwischen 20 und 57 Euro/MWh konsequent oberhalb der bis hierhin genannten Spotpreise. Da in Deutschland etwa 60 Prozent des Stromes auf konventioneller Erzeugungstechnologie beruhen, d.h. auf Stein-, Braunkohle und Erdgaskraftwerken, zeigt sich auch hier die Abhängigkeit der Großhandelspreise von den eingesetzten Primärenergieträgern nicht nur im temporären, sondern

---

Richtung Deutschland sind zwar möglich, durch eine Beschränkung der Exportkapazität aber nur in sehr begrenztem Rahmen (bei den meisten expliziten Monatsauktionen 2007 zwischen DE und PL gab es bspw. kein Angebot).

<sup>40</sup> Vgl. [www.dongenergy.com](http://www.dongenergy.com).

<sup>41</sup> Der Phelix *base* ist der Tagesdurchschnittswert der an der EEX realisierten Stromspotpreise.

auch im internationalen Vergleich. Noch deutlicher wird dieser Zusammenhang in den Niederlanden, wo fast ausschließlich Kohle zur Stromerzeugung eingesetzt wird und der Spotpreis zwischen 35 und 64 Euro/MWh liegt. Hier zeigt sich darüber hinaus der Einfluss des Gaspreises auf den *day ahead*-Markt. Gaskraftwerke haben zwar nur einen geringen Anteil an der niederländischen Stromerzeugung, trotzdem sind diese durch ihre flexible Einsatzfähigkeit oftmals preisbestimmend in der *Merit order*. Der überraschend heftige Winter einbruch zum Jahreswechsel 2005/2006 führte aus Angst vor Knappheiten zu einer Auffüllung der Erdgasspeicher, woraufhin die Gaspreise im gleichen Zeitraum von 15 Euro/MWh auf 27 Euro/MWh stiegen.<sup>42</sup> Durch den Anstieg der Brennstoffkosten gasbefuerter Kraftwerke wirkte sich dies zum einen direkt auf den Strompreis aus.<sup>43</sup> Gleichzeitig wurden diese allerdings durch günstigere Kohlekraftwerke substituiert, für die wiederum CO<sub>2</sub>-Emissionsberechtigungen vorgehalten werden mussten. Der hierdurch induzierte Preisanstieg für Zertifikate trug ebenfalls zur Erhöhung der Spotmarktpreise bei, was insbesondere in den Niederlanden zu einem steilen Preisanstieg führte.

Die Schweiz als Nicht-Mitgliedsland der EU ist anders als die bislang betrachteten Märkte nicht zur Umsetzung der Binnenmarktrichtlinie Strom verpflichtet. Trotzdem wurde der Strommarkt – allerdings zunächst nur für Großkunden – zu Beginn des Jahres 2008 liberalisiert, eine Strombörse wurde jedoch nicht geschaffen. Stattdessen wird der SWEP ausschließlich für eine einzige Referenzstunde eines Werktages künstlich ermittelt. Das hierfür verwendete sehr intransparente Verfahren verbietet es allerdings, an dieser Stelle von Wettbewerbspreisen zu sprechen.<sup>44</sup>

Stromspotpreise werden allerdings auch von Veränderungen der politischen Rahmenbedingungen beeinflusst, wie beispielsweise die Einführung des

<sup>42</sup> Zugrunde gelegt wurde hier der APX TTF-Hi all-day index, der durchschnittliche *day ahead*-Spotpreis an der niederländischen APX. Quelle: Datastream.

<sup>43</sup> Der Großhandelspreis an der APX stieg von ca. 45 Euro/MWh im Mai 2005 auf über 90 Euro/MWh im November 2006.

<sup>44</sup> Die Ergebnisse der bilateralen Geschäftsabschlüsse der am SWEP (seit 1998) teilnehmenden Unternehmen werden als Preis-Mengen-Kombinationen gesammelt. Jedes getätigte Geschäft wird nach einem standardisierten Verfahren auf die Referenzstunde 11-12 umgerechnet. Der auf diese Weise ermittelte Wert wird am darauffolgenden Tag veröffentlicht. Vgl. Bundesamt für Energie (2007).

CO<sub>2</sub>-Zertifikatehandels auf europäischer Ebene im Januar 2005 zeigte.<sup>45</sup> Die EEX stellt mit dem „Carbix“ einen Referenzpreis für alle am europäischen Emissionshandelssystem teilnehmenden Unternehmen zur Verfügung. Dieses anfängliche Preisniveau im März 2005 lag bei etwa 11 Euro/EUA (*EU-Allowances*), stieg dann bis Juni 2005 auf 29 Euro/EUA und pendelte sich bis April 06 bei einem Niveau von ca. 22 bis 24 Euro/EUA ein. Gleichzeitig führte die Einführung des Emissionshandelssystems zur vollständigen Einpreisung der Zertifikatspreise in die Gebote auf dem Spotmarkt, was sich exemplarisch an dem Preissprung im Januar 2005 auf der EEX von 30 auf fast 50 Euro/MWh (März 05) ablesen lässt.<sup>46</sup>

Vor dem Hintergrund der anfänglich kostenlosen Zuteilung der Zertifikate erscheint diese Vorgehensweise zunächst problematisch, da die vordergründig nicht entstandenen Kosten an die Kunden weitergegeben werden. Allerdings kommen Atom-, Wind- und Wasserkraftwerke, die zum einen nur geringe Brennstoffkosten aufweisen und zum anderen auch keine Emittenten sind, ausschließlich in der Grundlast zum Einsatz, während sich die teureren Braun- und Steinkohlekraftwerke im Bereich der Mittellast befinden und somit preisbestimmend sind. Kohlekraftwerke gelten (in der Energieindustrie) zugleich als Hauptverursacher der CO<sub>2</sub>-Emissionen, für ihren Betrieb müssen also entsprechende Zertifikate bereitgehalten werden. Werden diese am Markt erstanden, erhöhen sich die Grenzkosten der Stromerzeugung um den Zertifikatspreis. Wird dagegen ein kostenlos alloziertes Zertifikat verwendet, kann es anschließend nicht mehr verkauft werden. Der Betreiber des Kohlekraftwerkes wird diesen entgangenen Erlös als Opportunitätskosten in der an der Börse abgegebenen Verkaufsoffer einpreisen. In beiden Fällen erhöhen sich also die Grenzerzeugungskosten um den Zertifikatspreis, was bei einer geringen Preiselastizität der Nachfrage zu einer Erhöhung des Stromgroßhandelspreises führt.<sup>47</sup>

<sup>45</sup> Die zum Ausstoß von CO<sub>2</sub> berechtigenden Zertifikate wurden in der ersten Handelsperiode des ETS von 2005 bis 2007 in Deutschland kostenfrei verteilt. Die im Jahre 2008 begonnene zweite Handelsperiode sieht eine Versteigerung von insgesamt 10 Prozent der Emissionsberechtigungen vor, so dass ein Teil der *windfall profits* vom Staat abgeschöpft werden kann. Diese sollen für weitere CO<sub>2</sub>-Einsparungen verwendet werden.

<sup>46</sup> Ähnliches ließ sich auch auf dem französischen und dem niederländischen Markt beobachten, wo die Preiserhöhungen zum Teil noch gravierender ausfielen.

<sup>47</sup> Vgl. Lueg (2007).

Zusammenfassend ergeben sich durch gleiche Bestimmungsfaktoren im Hinblick auf die Entwicklung der Stromgroßhandelspreise ähnliche Entwicklungen im Zeitablauf, die sich je nach Erzeugungsmix mehr oder weniger stark auf nationale Märkte auswirken. Zusätzlich zeigt sich neben diesen an Rohstoffpreisen und Erzeugungsstrukturen orientierten Erklärungsansätzen des Stromspotpreises auch ein unmittelbarer Zusammenhang *zwischen* den einzelnen Ländern. Ähnlich verlaufende Spotpreise suggeriert bereits eine optische Analyse der Abbildung 2.6, die an dieser Stelle um eine Schätzung der Korrelation der *day ahead*-Preise für das Jahr 2007<sup>48</sup> erweitert wurde.<sup>49</sup> Die Ergebnisse zeigt Tabelle 2.4. Darüber hinaus lässt sich mithilfe dieser Korrelationsanalyse eine Abgrenzung verschiedener Marktregionen vornehmen, wobei jedoch berücksichtigt werden muss, dass hoch korrelierte Spotmarktpreise lediglich gemeinsame Determinanten anzeigen und keine Aussagen insgesamt über die Integration der Märkte im Sinne einer Preiskonvergenz treffen können. Dies ist erst dann möglich, wenn fiktive Spotmarktpreise, die unter vollständiger Auslastung der Interkonnektorkapazität gebildet wurden, mit den tatsächlich realisierten verglichen werden. Zur Bestimmung von Marktregionen wurde folgendes einfaches Modell herangezogen:

$$Y_t = c_t + \alpha X_t \quad (2.1)$$

$X$  und  $Y$  seien die Preise zweier Strombörsen zum Zeitpunkt  $t$  und  $c$  eine Konstante.<sup>50</sup> Eine vollständige Marktintegration läge vor, wenn  $\alpha = 1$  und  $c$  den Übertragungskosten entspräche.<sup>51</sup> Beachtet werden muss dabei, dass eine Korrelation von 1 auch bei vollständiger Integration zweier Märkte z.B. durch Transport- oder Transaktionskosten bzw. kurzfristige Angebots- oder Nachfrageschwankungen nicht erreicht werden kann. Die hier berechneten einfachen

<sup>48</sup> Aus Gründen der Aktualität wurden hier ausschließlich die durchschnittlichen *day ahead*-Preise (*base*) von 2007 in die Analyse miteinbezogen. Wochenenden wurden exkludiert. PN: Powernext, NP: Nordpool.

<sup>49</sup> Korrelationsanalysen europäischer Großhandelspreise wurden beispielsweise auch von Zachmann (2008), Boisseleau (2004) und Bobinaité (2006) durchgeführt.

<sup>50</sup> Die Spotpreise wurden mithilfe des *Augmented Dickey Fuller*-Tests auf Stationarität überprüft. Vgl. Anhang A.1.

<sup>51</sup> Diese enthalten implizit die marginalen Erzeugungskosten, die Netzverluste und die Opportunitätskosten, die durch den Engpass verursacht werden. Vgl. Hogan (1992).

linearen Korrelationskoeffizienten weisen Werte zwischen 0,61 (Polen und Niederlande) und 0,96<sup>52</sup> (Tschechien und Österreich) auf, was zum einen auf eine weitgehend funktionierende Arbitrage zwischen den Märkten schließen lässt, aber auch die Abhängigkeit der Spotpreise innerhalb Europas von denselben Bestimmungsfaktoren zeigt. Eine hohe Korrelation zeigen beispielsweise die Märkte Deutschlands, Österreichs, der Schweiz und Tschechiens, aber auch diejenigen von Belgien und Frankreich. Mit einer Korrelation von 0,7 – 0,8 stellt auch Mitteleuropa mit Frankreich, Belgien, den Niederlanden, Deutschland, Österreich und der Schweiz ein Marktgebiet dar. Der skandinavische Systempreis<sup>53</sup> ist mit dem polnischen etwas höher korreliert als mit dem deutschen, was vor dem Hintergrund der Leitungskapazität, die Skandinavien mit Deutschland bzw. Polen verbindet, eher überrascht (vgl. Kapitel 2.5). Polen, dessen Strommarkt durch Preisobergrenzen gekennzeichnet ist, weist naturgemäß die geringsten Korrelation mit den anderen europäischen Staaten auf.

	APXNL	BELPEX	EEX	EXAA	NP	OTE	POLPX	PN	SWEP
<b>APXNL</b>	1,00								
<b>BELPEX</b>	0,90	1,00							
<b>EEX</b>	0,75	0,74	1,00						
<b>EXAA</b>	0,77	0,77	0,90	1,00					
<b>NP</b>	0,59	0,62	0,69	0,75	1,00				
<b>OTE</b>	0,77	0,78	0,90	0,96	0,70	1,00			
<b>POLPX</b>	0,61	0,61	0,68	0,75	0,72	0,73	1,00		
<b>PN</b>	0,72	0,90	0,79	0,85	0,72	0,85	0,66	1,00	
<b>SWEP</b>	0,73	0,74	0,82	0,93	0,70	0,89	0,70	0,81	1,00

Tabelle 2.4: Korrelation der *day ahead* Spotpreise 2007 (*base*).

Quelle: Strombörsen.

## 2.4 Stromverbrauch

Grenzüberschreitende Stromflüsse hängen allerdings nicht nur von den Erzeugungskapazitäten und der Kapazität grenzüberschreitender Stromleitungen

<sup>52</sup> Die Korrelationskoeffizienten sind auf einem Niveau von 5 Prozent signifikant.

<sup>53</sup> Aufgrund der systembedingten hohen Korrelation zwischen den skandinavischen Staaten (vgl. Kapitel 4.3.2) wurde auf eine Darstellung der Ergebnisse verzichtet.

(vgl. Kapitel 2.5.3) ab, sondern ebenso von der Nachfrage nach Strom. Abbildung 2.7 zeigt diese für ausgewählte europäische Länder in GWh für 2005. Der Stromverbrauch innerhalb der UCTE-Länder lag innerhalb des betrachteten Zeitraumes bei ca. 2.522 TWh jährlich. Die größten Verbraucher sind dabei Deutschland (ca. 560 TWh), Frankreich (ca. 480 TWh), Italien (ca. 333 TWh) und Spanien (250 bis 270 TWh). Der Anteil des industriellen Sektors lag zwischen 28 (Frankreich) und ca. 45 Prozent (Belgien und Italien), derjenige der privaten Haushalte und Dienstleistungen am Stromverbrauch ist in Frankreich und in der Schweiz mit 56 Prozent am höchsten, in allen anderen Ländern werden Werte zwischen 43 (Österreich, Belgien) und etwa 50 Prozent (Tschechien, Deutschland, Spanien, Niederlande) erreicht.<sup>54</sup>

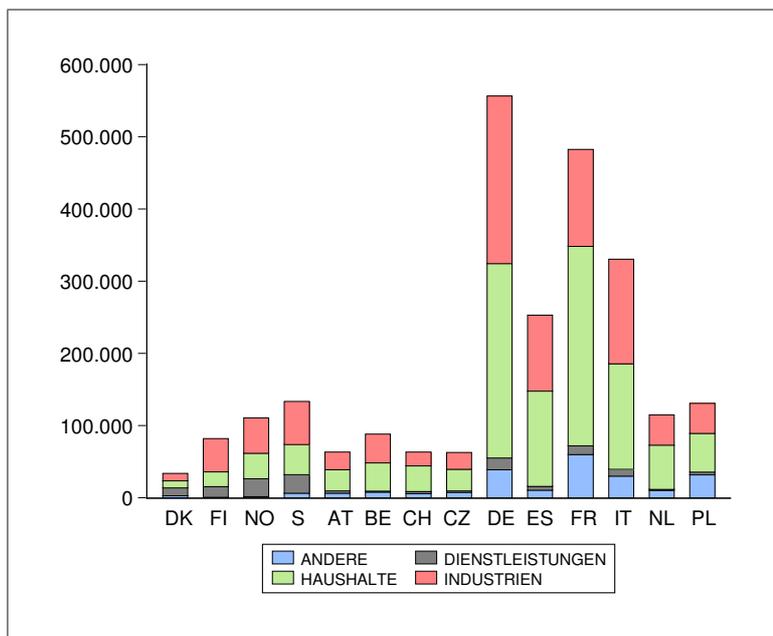


Abbildung 2.7: Stromverbrauch UCTE und Nordel 2005 in GWh.  
Quelle: eigene Darstellung, UCTE.

Innerhalb des Versorgungsgebietes von Nordel wurden im Jahre 2005 ca. 400 TWh Strom verbraucht, wobei der größte Anteil auf Schweden mit einem Stromverbrauch von knapp 150 TWh entfällt. Derjenige Norwegens liegt bei etwa 120 TWh, gefolgt von Finnland (88 TWh) und schließlich Dänemark (38 TWh). Differenziert man den Stromverbrauch grob nach einzelnen Sektoren, für Nordel ebenfalls aus Abbildung 2.7 ersichtlich, zeigt sich eine relativ

<sup>54</sup> Die Anteile der einzelnen Sektoren beziehen sich dabei auf Angaben von Eurostat.

homogene Struktur des Strombedarfs in Skandinavien: Der auf Haushalte entfallende Stromverbrauch liegt in Dänemark, Norwegen und Schweden bei ca. 27 Prozent, nur Finnland liegt dieser etwas darunter bei 23 Prozent, was vor allem an der dort ansässigen energieintensiven Metall- und Papierindustrie liegt. Der Anteil des industriellen Sektors beläuft sich in Finnland dementsprechend auf über 50 Prozent, in Schweden und Norwegen entfallen auf diesen Sektor ca. 40 Prozent, gefolgt von Dänemark mit etwa 25 Prozent. Etwa 20 Prozent des Stroms werden in Schweden, Norwegen und Finnland für Dienstleistungen und Handel (inkl. Transport) verwendet, während in Dänemark ca. 72 Prozent des Bruttonationaleinkommens aus Dienstleistungen entstammen und der Verbrauch dieses Sektors hier ca. 30 Prozent ausmacht. Zwischen ein (Finnland und Norwegen) und 4 Prozent (Schweden) des Stromverbrauchs entfallen auf die Landwirtschaft und andere Sektoren. Dieser Anteil liegt in Dänemark mit etwa 7 Prozent überdurchschnittlich hoch.

Nachdem nun mithilfe der Abbildung 2.1 der ökonomische Weg vom Kraftwerk hin zum Endverbraucher beschrieben wurde, erfolgt an dieser Stelle die Betrachtung des Stromnetzes. Nach der Erläuterung physikalischer und ökonomischer Eigenschaften werden die Aufgaben eines Übertragungsnetzbetreibers erarbeitet und die Struktur des UCTE-Netzes inklusive seiner physischen Engpässe dargestellt.

## **2.5 Auswirkungen der Erzeugungsstruktur auf physische Lastflüsse**

### **2.5.1 Eigenschaften eines Stromnetzes**

#### **Physikalische Grundlagen**

Elektrizität ist ein leitungsgebundenes Gut, dessen Transport ausschließlich über ein geschlossenes Netz elektrischer Leitungen erfolgen kann. Dieses erfolgt innerhalb Europas auf verschiedenen festgelegten Spannungsebenen: Durch Höchstspannungsnetze bzw. Übertragungsnetze (230 kV oder 400 kV) wird der

von Grundlastkraftwerken eingespeiste Strom in die Nähe der Verbrauchszentren transportiert, wo mit Hilfe von Transformatoren die Spannungsumwandlung zur Hochspannung erfolgt. Außerdem werden die grenzüberschreitenden Stromleitungen, die nationale Netze miteinander verbinden – sog. Kuppelstellen – auf der Höchstspannungsebene betrieben. Auf der Hochspannungsebene (50 kV bis 150 kV) findet die grobe Verteilung elektrischer Energie statt. Hier werden Ballungszentren oder große Industriebetriebe mit Strom versorgt, während kleinere Kraftwerke, wie bspw. KWK-Anlagen (Kraft-Wärme-Kopplung) lokaler Stadtwerke, ihren Strom in das Mittelspannungsnetz (6 kV bis 30 kV) einspeisen. Mittelspannung wird zur Feinverteilung in Niederspannung transformiert, die schließlich für die Versorgung von Kleinverbrauchern (Haushalte, Gewerbe, Kleinindustrie) mit Strom sorgt.

Die Stromversorgung innerhalb des europäischen Verbundnetzes erfolgt über Wechselstrom bei einer Frequenz von 50 Hz. Zur Aufrechterhaltung dieser ist aufgrund der mangelnden Speicherfähigkeit von Strom der permanente Abgleich von Angebot und Nachfrage entscheidend. Dieses wird jedoch durch einige physikalische Eigenschaften des Gutes Strom und des Netzbetriebes erschwert:

- **Lastschwankungen**

Der Stromverbrauch schwankt in Abhängigkeit der Jahres- bzw. Tageszeit. So wird bspw. tagsüber mehr Strom benötigt als nachts. Genaue Prognosen sind jedoch nicht möglich, so dass es auf eine flexible Anpassung der Erzeugung an die Nachfrage ankommt. Der Erzeugungspark muss dementsprechend mit Reservekraftwerken ausgestattet sein, die ausschließlich zur Deckung des Verbrauchs in Spitzenlastzeiten eingesetzt werden.<sup>55</sup> Diesen muss das Netz in *peak*-Zeiten aufnehmen können, d.h. das Stromnetz muss ebenso wie der Kraftwerkspark auf die Spitzenlast ausgelegt sein.

- **Counterflows:**

Entgegengesetzte Stromflüsse heben sich gegenseitig auf. Ein deutscher

---

<sup>55</sup> Vgl. Kapitel 2.2.

Produzent ist bspw. zur Lieferung von 200 MW zwischen 11:00 und 12:00 Uhr an einen französischen Nachfrager verpflichtet, während auf französischer Seite ein dritter ein entgegengesetztes Geschäft mit einem weiteren deutschen Händler tätigt. Sowohl in Deutschland als auch in Frankreich werden jeweils 200 MW erzeugt, physisch allerdings bringen diese Geschäfte keine Mehrauslastung des Netzes mit sich. Sie heben sich gegenseitig auf, was bei der Fahrplangenehmigung seitens des ÜNB berücksichtigt werden muss.

- **Ringflüsse:**

Weiterhin hängt die Belastung der einzelnen Leitung bedingt durch die Kirchhoffschen Gesetze von den Erzeugungs- und Lastmustern aller anderen angeschlossenen Zonen ab. Dieses impliziert, dass die Einspeisung eines Kraftwerkes nicht nur diejenigen Leitungen belastet, die auf direktem Weg zwischen ihm und seinem Kunden liegen, sondern ebenfalls alle umliegenden Leitungen. Auch diese externen Effekte der Netznutzung<sup>56</sup> müssen bei der Konstanthaltung der Frequenz berücksichtigt werden.

- **Netzverluste:**

Es existiert ein Unterschied zwischen eingespeister und entnommener Energie. Diese Netzverluste verhalten sich proportional zum Widerstand der Leitung sowie zum Quadrat der übertragenen Strommenge, wobei der Ohmsche Widerstand für eine Umwandlung von Strom in Wärmeenergie sorgt. Fließt also mehr Strom durch eine Leitung, wird diese stärker erhitzt und droht, ab einem bestimmten Grenzwert zu brechen, womit die physische Kapazität der Leitung überschritten ist. Da Strom weiterhin nach den Kirchhoffschen Gesetzen fließt, verteilt er sich in einer solchen Situation auf die umliegenden Leitungen, deren Kapazität ebenfalls begrenzt ist. Es droht ein Kaskadeneffekt, der letztendlich zum vollständigen Zusammenbruch des Stromnetzes führen kann. Die Verluste müssen daher prognostiziert und im Hinblick auf die Frequenzkontrolle durch eine adäquate Erzeugungsplanung kompensiert werden.<sup>57</sup>

---

<sup>56</sup> Auch *loop flows*.

<sup>57</sup> Die Netzverluste machen in Deutschland etwa 4 Prozent der verbrauchten Energie aus

- **Blindleistung:**

Außerdem muss bei der Kapazitätsberechnung einer Leitung die so genannte Blindleistung berücksichtigt werden, die als nicht nutzbare Energie (Wirkleistung) zwischen Generatoren und bestimmten Verbrauchern fließt. Die Blindleistung entsteht aus einer Phasenverschiebung von Spannung und Stromstärke. Erreichen diese nicht gleichzeitig ihren *Peak*, so treten Situationen auf, in denen beide ein unterschiedliches Vorzeichen haben. Da sich die Leistung aus Spannung \* Stromstärke zusammensetzt, entsteht ein negativer Stromfluss, der zurück zum Generator fließt.<sup>58</sup>

## Ökonomische Implikationen

Nachdem nun die physikalischen Besonderheiten des Netzbetriebes sowie die sich daraus ergebenden Implikationen für den Netzbetrieb dargestellt wurden, sei hier erläutert, welche Konsequenzen im Allgemeinen sich hieraus in ökonomischer Hinsicht ergeben.

Das Stromnetz ist ein natürliches Monopol. Darüber hinaus ist der Zugang zum Netz für Stromerzeuger zwingend notwendig, um den Stromlieferverpflichtungen gegenüber ihren Endkunden nachzukommen. Aus langfristiger Perspektive ist insbesondere die Verringerung von Markteintrittsbarrieren für Newcomer und die politische Stabilisierung der Netzzugangsbedingungen von Bedeutung. Unabhängige Investoren, die aufgrund der hohen Spezifität und Kapitalintensität von Kraftwerken sowie deren durchschnittlicher Laufzeit von etwa 30 Jahren einem ohnehin sehr hohen Marktrisiko gegenüber stehen, könnten aufgrund eines ungesicherten Zugangs zum Netz von ihrem Vorhaben abgehalten werden.<sup>59</sup> Um also angebotsseitig einen funktionierenden Wettbewerb zu schaffen, bedarf es zum einen eines freien und sicheren Netzzuganges für Stromproduzenten und Newcomer, zum anderen aber auch einer Trennung des Netzes von Erzeugung und Vertrieb, was mit der Einstufung des Stromnetzes als wesentliche Einrichtung zur Verabschiedung der Richtlinie 96/92/EG des

---

und sind damit nur halb so hoch wie der europäische Mittelwert. Vgl. [www.vdew.de](http://www.vdew.de).

<sup>58</sup> Vgl. Stoft (2002).

<sup>59</sup> Vgl. Hunt (2002).

europäischen Rates vom 19. Dezember 1996, der so genannten Binnenmarkttrichtlinie Strom führte. Diese wurde im Jahre 2003 durch die Beschleunigungsrichtlinie 03/54/EG abgelöst.

Erstere sah zum einen die Öffnung des europäischen Elektrizitätsmarktes für unabhängige Erzeuger durch den schon erwähnten diskriminierungsfreien Zugang zu den Stromnetzen vor, den *Third Party Access*. Netzbetreiber müssen dazu unabhängige und gebietsfremde Energieversorgungsunternehmen mit Netzzugangs- und nutzungsrechten ausstatten und ihnen den Transport von Elektrizität durch das Netz ermöglichen. Der Netzbetreiber erhält für die Bereitstellung des Netzes ein Durchleitungsentgelt, welches durch die jeweilige nationale Regulierungsbehörde kontrolliert werden muss.<sup>60</sup>

Der Netzzugang soll dabei nicht diskriminierend, transparent und zu angemessenen Preisen erfolgen. Gleiche Netzbeanspruchungen sind entsprechend des Antidiskriminierungsprinzips also mit den gleichen Entgelten zu bepreisen, so dass eine Benachteiligung solcher Unternehmen, die mit dem Netzbetreiber nicht rechtlich verbunden sind, ausgeschlossen wird. Dem Grundsatz der Transparenz wird durch die Pflicht der Netzbetreiber zur regelmäßigen Veröffentlichung spezifischer Netzkennzahlen Folge geleistet. Hierunter fallen z.B. allgemeine Strukturmerkmale des Netzes, Nachfrage und Erzeugung in den einzelnen Regelzonen<sup>61</sup>, nationale und internationale Lastflüsse sowie Windenergieeinspeisungen. Des Weiteren müssen Fixkosten, die beim Bau einer Übertragungsleitung entstehen, sowie marginale Kosten, die bei dessen Nutzung anfallen, auf die jeweiligen Marktteilnehmer verteilt werden, so dass dem Übertragungsnetzbetreiber durch diese Einnahmen eine Möglichkeit zur Kostendeckung gegeben wird. Mit Verabschiedung der Binnenmarkttrichtlinie wurde europaweit die Schaffung einer Regulierungsbehörde für Strom und Gas verpflichtend, weswegen seit 2005 die ex-post Genehmigung dieser Netznutzungsentgelte in Deutschland der Bundesnetzagentur (BNetzA) obliegt.<sup>62</sup>

<sup>60</sup> Während die erste Strombinnenmarkttrichtlinie hierfür den Betreibern des Netzes noch eine Auswahlmöglichkeit zwischen dem verhandelten und dem regulierten Netzzugang ließ, wurde mit Inkrafttreten der zweiten Binnenmarkttrichtlinie 03/54/EG ersterer abgeschafft.

<sup>61</sup> Teilgebiete von Verbundnetzen.

<sup>62</sup> In Frankreich bspw. kommt diese Aufgabe der Commission de Régulation de l'Énergie

Der zweite wichtige Eckpfeiler der Binnenmarktrichtlinie Strom sah die Entflechtung von Erzeugung und Vertrieb auf der einen Seite und Netzbetrieb sowohl auf Übertragungs- als auch auf Verteilungsebene auf der anderen Seite vor. Stromerzeugende oder im Vertrieb tätige Unternehmen durften nun nicht gleichzeitig auch als Netzbetreiber fungieren. Hierdurch sollte die Bevorzugung eigener Erzeugungsanlagen bei der Allokation der Durchleitungsrechte verhindert werden, darüber hinaus sollte eine Quersubventionierung der eigenen Produktion durch die Netznutzungsentgelte Dritter unterbunden werden. Dieser auch als *Unbundling* bezeichnete Prozess wurde durch die erste Binnenmarktrichtlinie zunächst auf buchhalterischer Ebene umgesetzt, mit der Novellierung der Richtlinie<sup>63</sup> wurde gesellschaftsrechtliches *Unbundling* verpflichtend für vertikal integrierte Unternehmen.

Aufgrund dieser Trennung zwischen Erzeugung und Übertragung/Transport muss hier streng zwischen einerseits physischen und andererseits ökonomischen Transaktionen unterschieden werden. Die sich aus dem Handel mit Elektrizität ergebenden Zahlungsströme fließen zwischen den Erzeugern, Händlern und Verbrauchern, der Netzbetreiber ist daran nicht beteiligt. Gehandelt wird ausschließlich der erzeugte Strom unabhängig von jeglicher Netznutzung. Der physische Fluss der elektrischen Energie dagegen muss über das Netz erfolgen. Aufgrund der oben genannten stromspezifischen Faktoren lässt sich jedoch eine verursachungsgerechte Verteilung der Netzkosten nicht erreichen, diese werden stattdessen durch die Durchleitungsentgelte über alle Netznutzer sozialisiert. Abbildung 2.1 verdeutlicht diesen Tatbestand, der ökonomische Fluss der Zahlungsströme steht in keinem Zusammenhang mit dem physischen Fluss elektrischer Energie.

Durch das *Unbundling* entstanden auf Hochspannungsebene nationale Übertragungsnetzbetreiber, die zwar noch immer demselben vertikal integrierten Konzern angehören, aber als eigenständige Gesellschaften auf dem Markt agieren.<sup>64</sup> Während in Deutschland der Betrieb des Hochspannungsnetzes vier Übertragungsnetzbetreibern (RWE Transportnetz Strom, E.On Netz GmbH,

(CRE), in Dänemark der Danish Energy Regulatory Authority (DERA) zu.

<sup>63</sup> Vgl. Europäische Kommission (2003a).

<sup>64</sup> Zu den verschiedenen Formen des *Unbundlings* siehe Cameron (2007).

Vattenfall Europe Transmission GmbH und EnBW Transportnetze AG) obliegt, existiert in den anderen europäischen Staaten jeweils nur ein nationaler ÜNB.<sup>65</sup>

### Exkurs - eine Netz AG für Deutschland

Das Dritte Richtlinienpaket der Europäischen Kommission<sup>66</sup> jedoch geht über das bislang verwirklichte gesellschaftsrechtliche *Unbundling* hinaus. Das hier verfolgte Ziel einer deutlicheren Trennung von Netz und Erzeugung bzw. Handel ist es, Wettbewerb auf Strommärkten zu verbessern, Möglichkeiten zur Quersubventionierung und Diskriminierung zu verringern und Anreize für Investitionen zu schaffen. Drei Möglichkeiten werden in diesem Zusammenhang diskutiert: Die eigentumsrechtliche Entflechtung (*Ownership Unbundling*), bei der Netzbetrieb und -erhaltung vollständig von Erzeugung und Vertrieb getrennt werden, stellt dabei den tiefsten Eingriff in den Status quo dar. Mitgliedsstaaten, die diese vollständige Entflechtung noch nicht umsetzen wollen, haben allerdings die Möglichkeit, einen „unabhängigen Netzbetreiber“ (*Independent System Operator, ISO*) zu schaffen. Das Übertragungsnetz verbleibt dabei im Besitz des vertikal integrierten Unternehmens, dieses muss jedoch die Verwaltung desselben einer Gesellschaft überlassen, die vom integrierten Unternehmen vollständig getrennt ist. Beim „dritten Weg“ dagegen kann das derzeitige Design einer gesellschaftsrechtlichen Entflechtung nahezu beibehalten werden, lediglich die Kontrolle soll verschärft und Personalwechsel zwischen Erzeugungs- und Netzgesellschaft erschwert werden.<sup>67</sup>

Gleichzeitig wird innerhalb Deutschlands der Vorschlag einer einzigen deutschen Netz AG, der Betrieb und Instandhaltung des Übertragungsnetzes obliegt, diskutiert. Zwar würden sich durch eine einfachere Koordination in Bezug auf Regelenenergiebeschaffung und Engpassmanagement<sup>68</sup> – sowohl national als auch international – Verbesserungen realisieren lassen, allerdings ist

<sup>65</sup> In Frankreich bspw. ist dies RTE, in den Niederlanden TenneT, und CEPS in Tschechien.

<sup>66</sup> Ziel dieses Paketes ist die Intensivierung des Wettbewerbs auf europäischen Strommärkten. Ein Entwurf wurde im September 2007 seitens der EU-Kommission vorgestellt. Siehe Europäische Kommission (2007a) und Europäische Kommission (2007b).

<sup>67</sup> Vgl. Balmert (2008).

<sup>68</sup> Zu den Aufgaben eines ÜNB siehe nächster Abschnitt.

zu überprüfen, unter welchen Bedingungen eine einzige Netz AG mit den oben genannten Alternativen vereinbar ist.

Eine eigentumsrechtliche Entflechtung wäre mit dem Verkauf des Hochspannungsnetzes durch die derzeitigen Übertragungsnetzbetreiber verbunden. Ein privater Käufer würde bei Gründung der Netz AG seine Kompetenzen auf diese übertragen müssen. Ob sich unter diesen Bedingungen ein Interessent für ein *einziges* der vier Netze finden lässt, ist daher zu bezweifeln. Vor dem Hintergrund einer eigentumsrechtlichen Entflechtung müsste daher entweder ein privater Investor oder der Staat alle vier Netze übernehmen. Im letzteren Fall ist dabei zu klären, wie hoch die Entschädigung ausfallen muss, damit der Kauf durch den Staat keiner Enteignung gleichkommt. Außerdem bringt ein neuer Interkonnektor zunehmenden Wettbewerb zwischen beiden Zonen mit sich, was ein vertikal integriertes Unternehmen bei seinen Investitionsentscheidungen berücksichtigen wird. Während beim *Ownership Unbundling* demnach kein Anreiz mehr besteht, Investitionen strategisch zurückzuhalten, verbleibt bei Implementierung eines unabhängigen Netzbetreibers die Entscheidungsgewalt in Bezug auf Netzinvestitionen beim Netzeigentümer, d.h. beim vertikal integrierten Unternehmen. Für eine unabhängige Netz AG würde dieses gleichermaßen gelten, nur dass die Interessen der immer noch vertikal integrierten Übertragungsnetzbetreiber gebündelt würden. Im Rahmen des „dritten Weges“ würde eine solche Gesamtoptimierung des deutschen Strommarktes um ein Vielfaches erleichtert werden, sich also kontraproduktiv auf das ursprüngliche Ziel auswirken.

Insgesamt scheint also eine Netz AG in Händen des Staates bzw. eines einzigen staatlich regulierten privaten Investors der einzig gangbare Weg zu sein. Nur auf diese Weise lassen sich die Vorteile der Entflechtung im Hinblick auf strategische Zurückhaltung von Investitionen auch realisieren. Da derzeit allerdings mit Eon Netz und Vattenfall Transportnetz Strom bereits heute zwei Unternehmen die Bereitschaft signalisieren, ihre Hochspannungsnetze zu verkaufen, muss die Entscheidung für eine staatliche Netz AG zügig getroffen werden. Sind beide Übertragungsnetze erst verkauft, so ist ein Zusammenschluss zur deutschen Netz AG ohne gravierenden staatlichen Eingriff

kaum mehr möglich.

## 2.5.2 Aufgaben eines ÜNB aus nationaler und internationaler Perspektive

Betrachtet man nun die Aufgaben, die sich aus den in Abschnitt 2.5.1 genannten Besonderheiten des Netzbetriebes für europäische Übertragungsnetzbetreiber ergeben, bedarf es einer Differenzierung zwischen nationaler und europaweiter Perspektive. Allgemein muss ein Netzbetreiber sicherstellen, dass sowohl kurz- als auch langfristig die Fähigkeit des Netzes, die Stromnachfrage zu befriedigen, beibehalten wird. Hierfür stellt der Netzbetreiber sog. Systemdienstleistungen bereit, die neben der Stromübertragung für einen reibungslosen Betrieb des Netzes sorgen. Diese umfassen konkret Folgendes:

Dem Übertragungsnetzbetreiber obliegt zunächst die Aufgabe des Fahrplanmanagements. Zum Erhalt der Systemsicherheit melden die Stromerzeuger am Vortag ( $d-1$ ) ihre Fahrpläne beim Übertragungsnetzbetreiber an. Dieser sammelt die Erzeugungsmuster und kann so im Vorfeld Engpässe abschätzen sowie geeignete Gegenmaßnahmen einleiten (z.B. Änderung des Kraftwerkseinsatzes). Mit Hilfe der Fahrpläne kann der ÜNB weiterhin den Einsatz von Primär-, Sekundär- und Minutenreserve planen (s.u.).

Die deutschen sowie 16 weitere europäische Netzbetreiber sind gemäß des Gesetzes für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG) bzw. des jeweiligen nationalen Äquivalentes zum einen zum Anschluss einer Anlage, die Strom aus erneuerbaren Energieträgern erzeugt, verpflichtet und müssen zum anderen den Strom aufnehmen, der von einem solchen Kraftwerk produziert wird.<sup>69</sup> Die Erzeuger erhalten dafür vom ÜNB eine feste Vergütung. Lokale Energieversorger müssen einen festen Anteil ihres Stromes aus dem EEG-Strom beziehen (EEG-Quote). Die Differenz zwischen Marktpreis und Vergütung wird

<sup>69</sup> Dieses kann sich bspw. in Zeiten hoher Windenergieeinspeisungen als problematisch erweisen, da das deutsche Übertragungsnetz noch nicht auf einen Transport des Stromes von Küstengebieten zu Verbrauchszentren ausgelegt ist. Auch benachbarte Länder sind nicht zwangweise auch in der Lage, diesen Strom aufzunehmen. So werden zwischen Deutschland und den Niederlanden sog. *phase shifter* eingesetzt, durch die Stromflüsse umgeleitet werden können.

als EEG-Umlage seitens des Netzbetreibers auf alle Netznutzer verteilt.

Weiterhin bedarf es sowohl einer Kalkulation als auch einer Kompensation der Netzverluste. Netzbetreiber berechnen diese mit Hilfe der Differenz zwischen eingespeister und entnommener elektrischer Arbeit. Die Deckung dieser Verluste muss über ein transparentes, nichtdiskriminierendes und marktorientiertes Verfahren (Ausschreibungen) erfolgen. Die beim ÜNB anfallenden Kosten werden ebenfalls über alle Netznutzer sozialisiert.

Der nationale Übertragungsnetzbetreiber ist außerdem verpflichtet, innerhalb seiner Regelzone das Leistungsgleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage permanent aufrecht zu erhalten. Während in Deutschland vier Regelblöcke existieren, aufgeteilt nach den Gebieten der vier Übertragungsnetzbetreiber Eon, RWE, Vattenfall und EnBW, gibt es in den anderen Staaten Europas jeweils eine Regelzone, innerhalb derer für den Ausgleich von Erzeugung und Last gesorgt werden muss. Ein Abweichen von der konstanten Netzfrequenz und dem Spannungsniveau nach oben oder unten führt zum Zusammenbruch des Netzes, d.h. je nach Netzsituation muss innerhalb kurzer Zeit die Erzeugung nach unten bzw. oben angepasst werden. Dementsprechend wird im Falle einer Überlastung des Netzes vom Übertragungsnetzbetreiber negative Ausgleichsenergie zur Verfügung gestellt, im Falle einer Verringerung der Frequenz muss positive Ausgleichsenergie geliefert werden. Abhängig von ihrer Einsatzgeschwindigkeit werden diese als Primärregelleistung-, Sekundärregelleistung oder als Minutenreserveleistung bereitgestellt. Die technischen Standards gelten für alle europäischen Netzbetreiber gleichermaßen, wobei zunächst derjenige ÜNB Regel- und Ausgleichsenergie bereitstellt, in dessen Gebiet die Störung aufgetreten ist. Da ein Übertragungsnetzbetreiber allerdings über keine eigenen Kraftwerke verfügt, muss er die dafür benötigten Kapazitäten über ein Ausschreibungsverfahren beschaffen. Welches Element des Netzsystems dieses Ungleichgewicht verursacht hat, ist nicht ermittelbar, weswegen der ÜNB für diese Systemdienstleistung über die Netznutzungsentgelte entlohnt wird.<sup>70</sup>

Aus langfristiger Perspektive muss der ÜNB darüber hinaus für einen angemessenen Grad an Versorgungssicherheit sorgen. Dieses impliziert nicht nur

<sup>70</sup> Zu den Mechanismen des deutschen Regelenergiemarktes siehe Wawer (2007a).

die kurzfristige Wartung des Netzes und Konstanthaltung der Frequenz, sondern ebenso einen bedarfsgerechten Ausbau des Netzsystems. Die Bereitstellung dieser verschiedenen Systemdienstleistungen wird über die Netznutzungsentgelte von allen Marktteilnehmern getragen. Diese festzulegen ist Aufgabe der ÜNB, allerdings werden sie im Zuge einer ex ante- oder ex post-Regulierung unter Berücksichtigung der oben genannten Faktoren von den jeweiligen Regulierungsbehörden kontrolliert.

Neben diesen Aufgaben ist der ÜNB auch zur Veröffentlichung netzspezifischer Kennzahlen verpflichtet. Diese umfassen Informationen zur Netzlast, zur Windeinspeisung zur Regelleistung und den Netzverlusten. Die Ergebnisse der Regelenergie-Ausschreibungen sowie der Ausschreibungen zur Deckung von Verlusten werden ebenfalls veröffentlicht.

Aus internationaler Sicht nimmt der Übertragungsnetzbetreiber folgende Funktionen wahr:

- **Bestimmung der verfügbaren Übertragungskapazität**

Die nationalen ÜNB sind ebenfalls Eigentümer grenzüberschreitender Stromleitungen, die die einzelnen Regelblöcke mit den umliegenden Regelzonen verbinden. Die Bestimmung derjenigen Kapazität, die für grenzüberschreitende Transaktionen zwischen Erzeugern und Händlern zur Verfügung steht, obliegt dem Übertragungsnetzbetreiber. Hierfür stehen verschiedene Verfahren zur Verfügung, die in Kapitel 3.2.3 erläutert werden.

- **Durchführung des Engpassmanagements**

Die Kapazität einer Leitung ist beschränkt und muss gemäß der Verordnung VO (EU) 1228/2003 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel<sup>71</sup> den Marktteilnehmern nach einem transparenten, nichtdiskriminierenden und marktbasieren Verfahren zur Verfügung gestellt werden. Die operative Umsetzung geeigneter Methoden ist Aufgabe der Netzbetreiber (vgl. Kapitel 4).

- **Ermittlung und Zahlung der Inter-TSO Kompensation**

<sup>71</sup> Vgl. Europäische Kommission (2003b).

Da Strom nach den Kirchhoffschen Gesetzen fließt, belasten kommerzielle Flüsse auch die umliegenden Netze. Dieser externe Effekt wird über einen individuell vereinbarten Schlüssel der Netzbetreiber untereinander internalisiert (vgl. Kapitel 3.1.1).

### 2.5.3 Struktur des europäischen Übertragungsnetzes

Grenzüberschreitende Leitungen finden sich sowohl innerhalb eines Verbundnetzes (Nordel) als auch zwischen Ländern, die unterschiedlichen Verbundsystemen angehören. Ein Interkonnektor ist dabei ein Stromkabel auf Hochspannungsebene, welcher zwei separate Märkte bzw. zwei verschiedene Preiszonen eines Marktes miteinander verbindet. Da das europäische Netzsystem – abgesehen von einigen wenigen Gleichstromleitungen (s.u.) – mit Wechselstrom betrieben wird, bedarf es einer konstanten Frequenz. Außerdem ist es sinnvoll, verschiedene Netze durch Synchronisation dieser Frequenz aus einem Inselbetrieb in ein Verbundnetz zu überführen. Hierdurch wird eine höhere Stabilität des Energiesystems erreicht, da einerseits Über- und Unterkapazitäten des einzelnen Systems durch andere kompensiert werden können und andererseits Lastschwankungen abgefangen werden können, so dass es zu einer Glättung der Nachfrage kommt. Darüber hinaus können Leitungs- und Kraftwerksausfälle durch andere Elemente des Verbundnetzes wieder ausgeglichen werden, was eine geringere Reservehaltung für Spitzenlastzeiten erforderlich macht. Ein weiterer Vorteil, der sich aus einer Synchronisation benachbarter Netze ergibt, ist die Loslösung der Kraftwerksstandorte von Verbrauchszentren. Kraftwerke können so an logistisch günstigeren Standorten positioniert werden und müssen nicht mehr zwangsweise in der Nähe eines Lastzentrums errichtet werden. Aber auch die Anfälligkeit des Verbundnetzes für Störungen nimmt mit steigender Vermaschung zu, wodurch flächendeckende Blackouts, wie bspw. in Südschweden und Dänemark 2003<sup>72</sup> oder in Westeuropa 2006<sup>73</sup>,

<sup>72</sup> Entweder aufgrund eines Unwetters oder aber wegen Reparaturarbeiten an einem schwedischen Kernkraftwerk kam es zu einem Blackout, von dem ca. 3,5 Mio. Menschen betroffen waren.

<sup>73</sup> Zur Überführung eines Kreuzfahrtschiffes von der Ems in die Nordsee wurde eine deutsche Übertragungsleitung bei Oldenburg abgeschaltet. Das (n-1)-Kriterium (s.u.) war hierdurch nicht mehr erfüllt, weswegen es zu einem Stromausfall kam, von dem ca. 10 Mio.

wahrscheinlicher werden.

Trotzdem schlossen sich Übertragungsnetzbetreiber zu verschiedenen Verbundorganisationen zusammen. Die Länder West- und Mitteleuropas sowie Griechenland und Jugoslawien gründeten im Jahre 1951 die UCPTÉ (*Union pour la coordination de la production et du transport de l'électricité*), die 1999 in die UCTE umgewandelt wurde. Inzwischen beinhaltet dieser Verbund der europäischen Übertragungsnetzbetreiber 24 Mitgliedsstaaten<sup>74</sup>, die zusammen ein Versorgungsgebiet von etwa 430 Millionen Verbrauchern umfassen. Aufgabe der UCTE ist es, auf operativer Ebene einen sicheren Betrieb des Hochspannungsnetzes zu gewährleisten, d.h. unter anderem für eine Aufrechterhaltung der konstanten Frequenz von 50 Hz zu sorgen. In Skandinavien übernimmt diese Aufgabe Nordel<sup>75</sup>, in Großbritannien die UKTSOA (*United Kingdom TSO Association*) und in Irland die ATSOI (*Association of TSOs in Ireland*). Die drei baltischen Netzbetreiber kooperieren innerhalb der BALTSO. West-Dänemark dagegen ist dem Versorgungsgebiet der UCTE, Ost-Dänemark dem von Nordel angeschlossen, eine Verbindung, die beide Teile Dänemarks miteinander verbindet, gibt es nicht. Tschechien, Polen, Ungarn und die Slowakei gründeten im Jahre 1992 die CENTREL als Verbund osteuropäischer Übertragungsnetzbetreiber, dieser wurde jedoch 1999 in die UCTE überführt.<sup>76</sup> Abbildung 2.8 zeigt die einzelnen Mitgliedsstaaten der verschiedenen Verbundorganisationen.

Aber auch diese einzelnen Verbundnetze werden nicht als Inseln geführt: so ist das UCTE-Netz über Gleichstromleitungen mit allen umliegenden Verbundnetzen verlinkt: Eine solche Kuppelstelle ist bspw. das sog. Kontek-Kabel, welches Ost-Dänemark (Nordel) und Deutschland miteinander verbindet. Aber auch Frankreich (UCTE) und Großbritannien (UKTSOA) verbindet ein Unter-

---

Menschen betroffen waren.

<sup>74</sup> Dies sind: Belgien, Bosnien-Herzegowina, Bulgarien, West-Dänemark, Deutschland, Frankreich, Griechenland, Italien, Kroatien, Luxemburg, Mazedonien, Montenegro, Niederlande, Österreich, Polen, Portugal, Rumänien, Schweiz, Serbien, Slowakei, Slowenien, Spanien, Tschechien und Ungarn.

<sup>75</sup> Dänemark-Ost, Norwegen, Schweden, Finnland, Island.

<sup>76</sup> Das russische Hochspannungsnetz wird durch das IPS/UPS System betrieben. Auch hier wird die Synchronisation mit dem UCTE-Netzsystem vorbereitet, die allerdings vorerst nur als langfristige Option in Erwägung gezogen wird, vgl. [www.ucte.org](http://www.ucte.org).

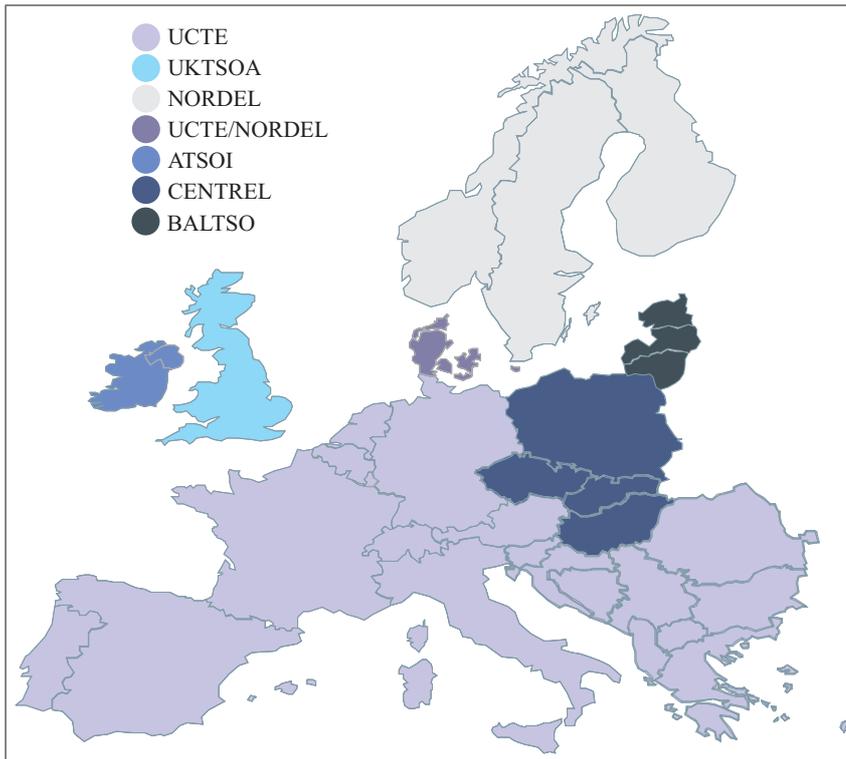


Abbildung 2.8: Verbundsysteme in Europa.

seekabel, welches mit Gleichstrom betrieben wird.<sup>77</sup> Zwar obliegt die Gesamtkoordination des europäischen Hochspannungsnetzes der UCTE, die einzelnen nationalen Übertragungsnetzbetreiber müssen jedoch gemäß der Strombinnenmarkttrichtlinie innerhalb ihrer Regelzone selbst für einen sicheren Netzbetrieb sorgen. Die UCTE fungiert dabei als zentrales Steuerungsorgan, welches die technischen Standards setzt, deren Einhaltung auf dezentraler Ebene einen sicheren Netzbetrieb gewährleistet.

Betrachtet man die Struktur des UCTE-Verbundnetzes, müssen Gleich- und Wechselstromleitungen (DC- bzw. AC- Leitungen<sup>78</sup>) unterschieden werden. Erstere können auch zwischen nicht synchronisierten Verbundsystemen eingesetzt werden. Außerdem ist bei Gleichstromleitungen der physische Fluss unabhängig von den in den beiden Zonen etablierten Systemen vom ÜNB vollständig kontrollier- und nachvollziehbar. Zum einen können dadurch unvorhergesehene Schwankungen der physischen Belastung nicht auftreten, zum anderen folgt aus den physikalischen Eigenschaften einer Gleichstromleitung,

<sup>77</sup> Vgl. Kapitel 2.5.3.

<sup>78</sup> AC: *alternating current* (Wechselstrom), DC: *direct current* (Gleichstrom).

dass der tatsächlich realisierte Fluss auch dem Kontraktpfad der beiden Zonen entspricht. Exporte können bei DC-Leitungen als eine im Vorfeld gesicherte Nachfrage, Importe als eine Art obligatorisches Kraftwerk betrachtet werden. Da der Einsatz einer Gleichstromleitung allerdings mit wesentlich höheren Übertragungsverlusten verbunden ist, werden diese lediglich als kostengünstigere Alternative zu Wechselstromleitungen als Unterseekabel eingesetzt. Jedes europäische Unterseekabel wird daher mit Gleichstrom betrieben:<sup>79</sup>

- Die **Interconnexion France – Angleterre** (IFA) verbindet mit einer Länge von 45 km und einer Kapazität von 2000 MW als einzige die britischen Inseln mit Kontinentaleuropa. Die Inbetriebnahme erfolgte 1986. Bis 2001 war einzig EdF zur Nutzung der IFA berechtigt. Heute ist Stromhandel in beiden Richtungen möglich. Die Berechnung der Nutzungsentgelte erfolgt nach den Prinzipien, wie sie bei *Merchant lines*<sup>80</sup> angewendet werden. Die Betreiber der Leitung National Grid und RTE unterliegen dementsprechend innerhalb einer bestimmten Frist nicht dem TPA und können als Monopolisten frei über die Netznutzungsentgelte Dritter verfügen.<sup>81</sup>
- Im April 2008 wurde das **Norned** (580 km, 700 MW) zwischen den Niederlanden und Norwegen von Stattnet und TenneT in Betrieb genommen. Die Kapazitätsvergabe erfolgt explizit, solange das Pentalaterale *Market Coupling*<sup>82</sup> zwischen der APX und Nordpool noch nicht eingeführt ist. Stattnet und TenneT erhalten die Einnahmen aus der Auktionierung der Übertragungsrechte, Norned ist jedoch keine *Merchant line*.<sup>83</sup>
- Wie Abbildung 2.6 zeigt, lagen die skandinavischen Stromspotpreise systematisch unterhalb derjenigen in Deutschland. Aus diesem Grunde erfolgte im Jahre 1995 die Inbetriebnahme des **Kontek-Cable** (170 km mit 600 MW) zwischen Dänemark-Ost und Deutschland. Seit Oktober 2005

<sup>79</sup> Gleichstromleitungen können darüber hinaus auch als Direktverbindung zwischen Kraftwerkspark und großen Verbrauchszentren eingesetzt werden, um das umliegende Netz nicht weiter zu belasten.

<sup>80</sup> Vgl. Kapitel 3.1.3.

<sup>81</sup> Vgl. Rioux (2005) und Frontier Economics (2004).

<sup>82</sup> Vgl. Kapitel 4.6.2.

<sup>83</sup> Vgl. Nooij (2007).

wird Kontek als eigene Preiszone innerhalb Nordpools geführt. Diese wurde jedoch mit Einführung eines multilateralen *Market Couplings* wieder aufgelöst.<sup>84</sup>

- Das seit Ende 1994 existierende **Baltic Cable** (250 km und 600 MW) zwischen Schweden und Deutschland ist zu einem Drittel in Besitz von E.on Sverige und zu zwei Dritteln in Besitz von Statkraft. Diese Leitung wird ebenfalls als *Merchant line* betrieben.
- Der **SwePol-Link** zwischen Schweden und Polen (245 km, 600 MW) wurde im Jahre 2000 als *Merchant line* in Betrieb genommen. Er wird zu 51 Prozent von Svenska Kraftnät, zu 16 Prozent von Vattenfall und zu 33 Prozent vom polnischen Netzbetreiber betrieben. Exporte von Polen nach Schweden sind erst seit 2004 möglich, da Schweden erst mit dem Eintritt Polens in die Europäische Union mit dem Nicht-Diskriminierungsgrundsatz der Binnenmarktrichtlinie Strom in Konflikt geriet.
- Der **Estlink** (105 km, 350MW, *Merchant line*) als erster Interkonnektor zwischen den baltischen Staaten (Estland) und Skandinavien (Finnland) sollte letztere mit Strom aus dem Baltikum versorgen.<sup>85</sup> Er ist in Besitz der drei baltischen Netzbetreiber Eesti Energia (39,9 Prozent), Lat-venergo (25 Prozent) und Lietuvos Energija (25 Prozent). Die restlichen 10,1 Prozent teilen sich die finnischen Unternehmen Pohjolan Voima und Helsingin Energia. Seit der Inbetriebnahme im April 2005 wird die verfügbare Kapazität unter diesen aufgeteilt. Eine Auktionierung der nicht genutzten Übertragungsrechte ist zwar theoretisch möglich, allerdings wurde bis zum heutigen Zeitpunkt kaum Gebrauch davon gemacht.<sup>86</sup>
- Weiterhin existieren in Westeuropa Gleichstromleitungen zwischen Dänemark und Schweden (**KontiSkan**, 127 km, 440 MW), Dänemark und Norwegen (**Skagerrak-Cable**, 127 km, 440 MW), Italien, Korsika und

<sup>84</sup> Vgl. Kapitel 4.6.2.

<sup>85</sup> Vgl. Nordel (2007).

<sup>86</sup> Auch der tatsächliche physische Fluss lässt vermuten, dass sogar zwischen den Projektpartnern kein Handel betrieben wird. Von den in 2006 prognostizierten 2 TWh wurde nur ein Bruchteil in Richtung Estland (7 GWh) bzw. Finnland (4 GWh) transportiert. Vgl. [www.nordicenergylink.com](http://www.nordicenergylink.com).

Sardinien sowie zwischen Irland und Großbritannien und Italien und Griechenland.

Wechselstromleitungen dagegen können nur zwischen synchronisierten Netzen genutzt werden. Jedoch treten hier – anders als bei Gleichstromleitungen – Ringflüsse auf, so dass der Kontraktpfad nicht mehr mit dem physischen Fluss übereinstimmt. Die Mitgliedsländer des UCTE-Verbundsystems sind zwar jeweils durch mehrere Leitungen miteinander verbunden, die verfügbare Übertragungskapazität wird jedoch als Gesamtwert ausgegeben. Diese ist für Ende 2007 innerhalb und zwischen den Versorgungsgebieten von Nordel und der UCTE in Tabelle 2.5 dargestellt. Die hier aufgeführten Werte entsprechen der so genannten Nettotransferkapazität (NTC, *net transfer capacity*), die zweimal jährlich von der ETSO (*European Transmission System Operators*, s.u.) veröffentlicht werden. Sie sind jedoch allenfalls als nicht aufzusummierende Richtwerte zu verstehen, da die tatsächlich zur Verfügung stehende Übertragungskapazität von vielen Faktoren abhängt. Berücksichtigt werden müssen bei Berechnung derselben außerdem beispielsweise sich gegenseitig aufhebende *Counterflows*, die Umgebungstemperatur sowie mögliche Ausfälle. Außerdem handelt es sich hierbei ausschließlich um bilaterale Werte, Ringflüsse werden vernachlässigt. Aus diesem Grunde können die tatsächlich verfügbaren Kapazitäten erheblich von den hier dargestellten abweichen.

Von	GB	PT	ES	FR	BE	NL	DE	DKw	DKe	NO	SE	FI	CH	IT	AT	PL	CZ	SK	HU
Nach																			
GB	.			2.000															
PT		.	1.300																
ES		1.200	.	1.400															
FR	2.000		500	.	2.200		2.750						2.300	995					
BE				3.200	.	2.400													
NL				2.400	.	3.000													
DE				2.850		3.000	.	1.500	550		600		4.000		1.800	1.100	2.300		
DKw							950	.		500	680								
DKe							550				1.300								
NO								475			3.000								
SE							600	740	1.700	3.450		1.600			600				
FI											2.000								
CH				3.200			2.100							1.460	1.200				500
IT				2.650									3.890	.	220				100
AT													1.200	85		250			
PL											600					800		550	
CZ															600	1.660		900	
SK															550	1.300		800	
HU															500			1.300	.

Tabelle 2.5: Übertragungskapazitäten UC/TE und Nordel in MW (Dezember 2007).

Quelle: ETSO.

Aus Tabelle 2.5 ist die hohe Vermaschung der westeuropäischen Länder mit Frankreich, Belgien, den Niederlanden, Deutschland, Österreich, der Schweiz und Italien erkennbar, wobei Deutschland mit jedem seiner unmittelbaren Nachbarländer abgesehen von Belgien verbunden ist. Gleichzeitig zeigt sich die ausgeprägte Verknüpfung der skandinavischen Länder untereinander. Die ehemaligen CENTREL-Staaten sind ebenfalls als ein Gebiet zu betrachten, während die Verbindungen zwischen diesen einzelnen Regionen eher schwach ausgeprägt sind.

Trotz der eher beschränkten Aussagekraft der Nettotransferkapazität wird diese zur Berechnung des Verbundgrades einzelner Länder herangezogen. Dieser ergibt sich aus dem Quotienten der (summierten) Importkapazität und der installierten Kraftwerksleistung<sup>87</sup> einzelner Länder und liegt für das Jahr 2007 für die Schweiz bei 46 Prozent und für Belgien bei 34 Prozent. Westdänemark, Schweden (26 Prozent) und die Niederlande weisen einen Vermaschungsgrad mit ihren Nachbarstaaten von etwa 30 Prozent auf, während Österreich und Tschechien mit etwa 20 Prozent den vom Europäischen Rat geforderten Elektrizitätsverbund von 10 Prozent weit übertreffen.<sup>88</sup> Der Vermaschungsgrad von Deutschland (14 Prozent), Frankreich, Polen, Norwegen und Finnland liegt in etwa in Höhe dieses Richtwertes, wohingegen Italien (8 Prozent) und Spanien (3 Prozent) Werte (weit) unterhalb desselben aufweisen. Abgesehen von der Griffigkeit dieses Wertes sollte ihm jedoch keine allzu große Bedeutung im Hinblick auf europäischen Stromhandel beigemessen werden, da er auf den Nettotransferkapazitäten beruht und damit Transite, Ringflüsse, Counterflows sowie plötzlich auftretende Störungen nicht integriert. Darüber hinaus wird dieser unabhängig von jeglichen Kapazitätsengpässen an anderer Stelle des Verbunds gebildet. Ein Richtwert, der physische Stromflüsse, Kapazitäten und darüber hinaus eine zusätzliche Sicherheitsmarge beinhaltet wäre aus diesen Gründen eher geeignet, Aussagen über den tatsächlichen Vermaschungsgrad, aber auch über die Reserveengpasskapazität zu treffen.

<sup>87</sup> Vgl. Tabelle 2.2.

<sup>88</sup> Vgl. Europäischer Rat (2002).

## 2.5.4 Lastflüsse

Betrachtet man die tatsächlich realisierten Lastflüsse, so ist der Zusammenhang zwischen physischen Flüssen und ökonomischen Transaktionen zu beachten. Da entgegengesetzte Stromflüsse sich als *Counterflows* gegenseitig aufheben, entsteht ein physischer Fluss ausschließlich dann, wenn es keinen gleichwertigen Strom in die entgegengesetzte Richtung gibt. Dementsprechend kann die Quantität aller getätigten Geschäfte den physischen Stromfluss um ein Vielfaches übersteigen, denn unabhängig davon, ob der Strom nun tatsächlich *physisch* geflossen ist, führt die kommerzielle Transaktion zu einer Erhöhung der *gehandelten* Strommenge.

Physische Flüsse sind daher zwar Resultate des Handels und *können* als physischer Exportsaldo Aussagen darüber treffen, in welche Richtung die Mehrheit der Geschäfte getätigt wurde. So sind zwar nach Tabelle 2.6 Deutschland, Frankreich und Polen die größten europäischen Nettoexporteure, Italien, die Niederlande, Belgien sowie Großbritannien die größten Stromimporteure. Rückschlüsse auf zu- oder abnehmenden Stromhandel lassen sich aus der Entwicklung des Exportsaldos jedoch nicht ziehen, da lediglich eine Differenz sichtbar ist, die außerdem durch Ringflüsse verfälscht wird.<sup>89</sup> Transite als Lieferungen, die innerhalb einer Stunde das Land wieder verlassen, haben dagegen keine Wirkung auf den Exportsaldo eines Landes, geben jedoch bei Betrachtung einzelner physischer Im- bzw. Exportwerte Auskunft über die Höhe des Stromhandels aller Länder des betroffenen Verbundnetzes insgesamt. Doch auch diese sind durch Ringflüsse verzerrt, so dass in Bezug auf ökonomische Fragestellungen weder die Ex- und Importwerte separat, noch die Differenz physischer Lastflüsse mehr als Tendenzen preisgeben können.<sup>90</sup>

<sup>89</sup> Auch die Differenz zwischen Erzeugung und Verbrauch eines Landes liefert nicht mehr als Anhaltspunkte in Bezug auf das Volumen des Stromhandels. Der über die eigene Erzeugung hinausgehende Bedarf an Elektrizität muss zwar auf jeden Fall im Ausland beschafft werden, auch müssen die saldierten physischen Flüsse mit der Differenz aus Erzeugung und Verbrauch übereinstimmen, allerdings handelt es sich auch hier lediglich um einen Handelssaldo.

<sup>90</sup> Zur Bestimmung der Außenhandelsvolumina ließe sich der physische Auslastungsgrad bestimmter Leitungen heranziehen (Exporte + Importe / NTC\*8760), allerdings sind dabei Transite zweifach enthalten, so dass sich das Handelsvolumen auch hier nur approximativ ableiten lässt.

	AT	BE	CH	DE	ES	FR	IT	NL	PL	DK	GB
2004	-3,5	-7,8	-0,8	7,3	2,7	60,4	-45,5	-16,2	9,3	4,2	-9,5
2005	-3,3	-6,2	-7,5	8,5	9,2	58,7	-48,9	-18,3	11,2	3,6	-10,7
2006	-7,3	-10,0	-3,7	19,8	2,7	61,8	-44,9	-21,5	11,0	4,2	-10,0
2007	-6,9	-6,7	0,9	19,1	5,3	55,1	-46,2	-17,6	5,4	2,9	-6,1

Tabelle 2.6: Physischer Exportsaldo ausgewählter europäischer Staaten 2004 bis 2007 in TWh.

Quelle: UCTE, eigene Berechnungen.

Selbst wenn das *börsliche* grenzüberschreitende Handelsvolumen veröffentlicht würde, könnten auch hier keine Rückschlüsse auf das internationale Handelsvolumen insgesamt geschlossen werden, da – anders als in Skandinavien – grenzüberschreitenden Transaktionen auch bilateral durchgeführt werden können. Es verbleiben also lediglich der Handelssaldo sowie die physischen Stromflüsse, aber obwohl beide Kennzahlen nur eine beschränkte Aussagekraft haben, sollen an dieser Stelle trotzdem die physischen Lastflüsse zur Beschreibung europäischer Stromhandelsverflechtungen herangezogen werden, da diese immerhin mögliche Handelsstrukturen aufdecken können. Die Determinanten dieser Stromflüsse sind vielschichtig und nicht immer eindeutig zuordenbar und quantifizierbar. Trotzdem wird an dieser Stelle anhand des sprunghaften Anstiegs der Stromflüsse zwischen 2005 und 2006 (vgl. Tabelle 2.6) der Versuch unternommen, diese zu identifizieren.

Insbesondere der Erzeugungsmix zählt zu den wesentlichen Determinanten physischer Flüsse, der sich sowohl auf die Einsatzfähigkeit bestimmter Kraftwerke, aber auch auf die Strompreise auswirkt. Ersteres betrifft besonders diejenigen Länder, deren Erzeugungsmix zu einem Großteil auf Wasserkraft basiert.<sup>91</sup> Österreich und die Schweiz sind beispielsweise eher in den Wintermonaten auf deutsche Stromexporte angewiesen, da Wasserkraft im Winter nur in geringerem Maße nutzbar ist. Weiterhin besteht in Sommermonaten die Gefahr, dass thermische Kraftwerke nicht mehr voll einsatzfähig sind, da sich deren Kühlwasser zu stark aufheizt. Hiervon sind insbesondere Spanien, Italien, aber auch die Kernkraftwerke Frankreichs und Deutschland betroffen

<sup>91</sup> Schweiz, Österreich, Norwegen, Schweden.

(vgl. Kapitel 2.3.2).<sup>92</sup> Für Deutschland ist darüber hinaus auch die Einspeisung aus Windenergieanlagen von Bedeutung, die sich zwischen 2005 und 2006 um 16 Prozent erhöht hat<sup>93</sup> und damit möglicherweise in Basezeiten einen erhöhten Export und in Peakzeiten einen verminderten Import verursachte. Dies ist eine mögliche Erklärung der Veränderung des Exportsaldos in Deutschland, der in diesem Zeitraum von 8,5 auf 19,8 TWh anstieg, resultierend aus einer Erhöhung der Stromexporte von 62 auf 66 TWh und einer Verringerung der Importe von 53 auf 46 TWh.

Bestimmungsfaktoren der physischen Stromflüsse sind darüber hinaus struktureller Natur. Hier sind langfristige Veränderungen der Netz- bzw. Kraftwerksinfrastruktur einzelner Länder, aber auch kurzfristige Störungen auf Hochspannungsebene sowie Kraftwerksausfälle zu berücksichtigen. So könnte beispielsweise der Ausfall des schweizerischen Kernkraftwerks Leibstadt zwischen April und August 2005 zu vermehrten Stromimporten in die Schweiz geführt haben<sup>94</sup>, aber auch die Inbetriebnahme zweier neuer Interkonnektoren zwischen zum einen Deutschland und der Schweiz (Oktober 2004) und zum anderen zwischen Deutschland und Österreich (November 2005) eine vermehrte Ausfuhr in Richtung Österreich<sup>95</sup> bzw. Schweiz zur Folge gehabt haben.

Neben diesen eher am Kraftwerkspark orientierten Erklärungsansätzen führen auch veränderte Rahmenbedingungen des Strommarktes zu einem vermehrten Handelsaufkommen. So wurden beispielsweise zum 01. Januar 2004 entfernungsabhängige Tarife bei grenzüberschreitenden Handelstransaktionen abgeschafft. Exporteure und Importeure waren zur Zahlung einer T-Komponente<sup>96</sup> verpflichtet, d.h. zur Zahlung eines Pauschalbetrags pro ex- bzw. importierter MWh Strom, die unter Einbeziehung möglicher Transite zum sog. *pancaking* führte. Jedes Geschäft, welches mehrere Grenzen passierte, wur-

<sup>92</sup> Außerdem verringern erhöhte Temperaturen die Übertragungskapazität von Überlandleitungen.

<sup>93</sup> Vgl. [www.wind-energie.de/de/statistiken](http://www.wind-energie.de/de/statistiken).

<sup>94</sup> Stromexporte von Deutschland in die Schweiz stiegen von 1100 GWh im Juni 2005 um 400 GWh im Juli 2005. Vgl. [www.ucte.org](http://www.ucte.org).

<sup>95</sup> Aber auch der Ausfall einer Hochspannungsleitung in Österreich könnte zu einer Verringerung der Exporte um knapp 4 TWh geführt haben, so dass sich der (negative) Exportsaldo mehr als verdoppelt hat.

<sup>96</sup> T: *Transmission*.

de als nationale Transaktion gehandhabt, was unerwünschte Ergebnisse nach sich zog. Zum einen ist eine solche Vorgehensweise transaktionsbasiert (vgl. Kapitel 3.2.2), zum zweiten wurde hierdurch der grenzüberschreitende Stromhandel verteuert: Erheben alle von einer Transaktion betroffenen Länder dieses Entgelt, überkompensiert die Summe dieser nationalen T-Komponenten möglicherweise den Gewinn aus dem Arbitragegeschäft, so dass sich dessen Durchführung nun nicht mehr lohnt und Importe eigentlich günstigeren Stroms unterbleiben.<sup>97</sup> Stattdessen wurde ausgehend von einem einheitlichen regionalen Markt durch die VO (EU) 1228/2003 die Inter-TSO-Kompensation (ITC) geschaffen, die von Transit betroffenen Übertragungsnetzbetreiber entschädigt, aber von den Netznutzern insgesamt getragen wird. Weiterhin führte, wie Abschnitt 2.3.2 gezeigt hat, die Einpreisung der CO<sub>2</sub>-Zertifikate zu einer europäischen Erhöhung der Stromgroßhandelspreise, die simultan möglicherweise auch ein verstärktes Handelsaufkommen mit sich brachte.

Betrachtet man die Struktur physischer Lastflüsse und die daraus resultierenden Engpässe<sup>98</sup> an den Grenzkuppelstellen in Westeuropa, in Abbildung 2.9 schematisch dargestellt, zeigt sich auch hier die Abhängigkeit vom Erzeugungspark. Kapitel 2.2 sowie 2.3.2 haben gezeigt, dass durch die eher einseitige Erzeugungsstruktur (hoher Anteil an Gas- und Kohlekraftwerken) in den Niederlanden der Großhandelspreis fast durchgängig oberhalb des deutschen Niveaus lag. Dieses lässt sich auch anhand des physischen Stromflusses zeigen: während aus den Niederlanden lediglich 300 GWh importiert wurden, so exportierten deutsche Stromhändler über 18.000 GWh, was dementsprechend häufig zu einem Engpass an der deutsch-niederländischen Grenze führte. Von Deutschland nach Frankreich dagegen trat kein Engpass auf, da französische Händler günstigen Atomstrom nach Deutschland lieferten und Importe aus Deutschland kaum auftraten.<sup>99</sup> Gleiches, wenn auch weniger ausgeprägt, gilt für Dänemark, dessen Händler günstig erzeugten Strom aus Wasserkraft nach Deutschland exportieren. An den Grenzen in Richtung Italien ist die Kapazität

<sup>97</sup> Vgl. Europäisches Parlament (2001).

<sup>98</sup> Entstehung sowie Wirkung eines Engpasses werden in Kapitel 3.2 erläutert, hier erfolgt ein kurzer Überblick.

<sup>99</sup> 16.000 GWh im Vergleich zu etwa 700 GWh in Richtung Frankreich.

der Grenzkuppelstellen dagegen permanent beschränkt.

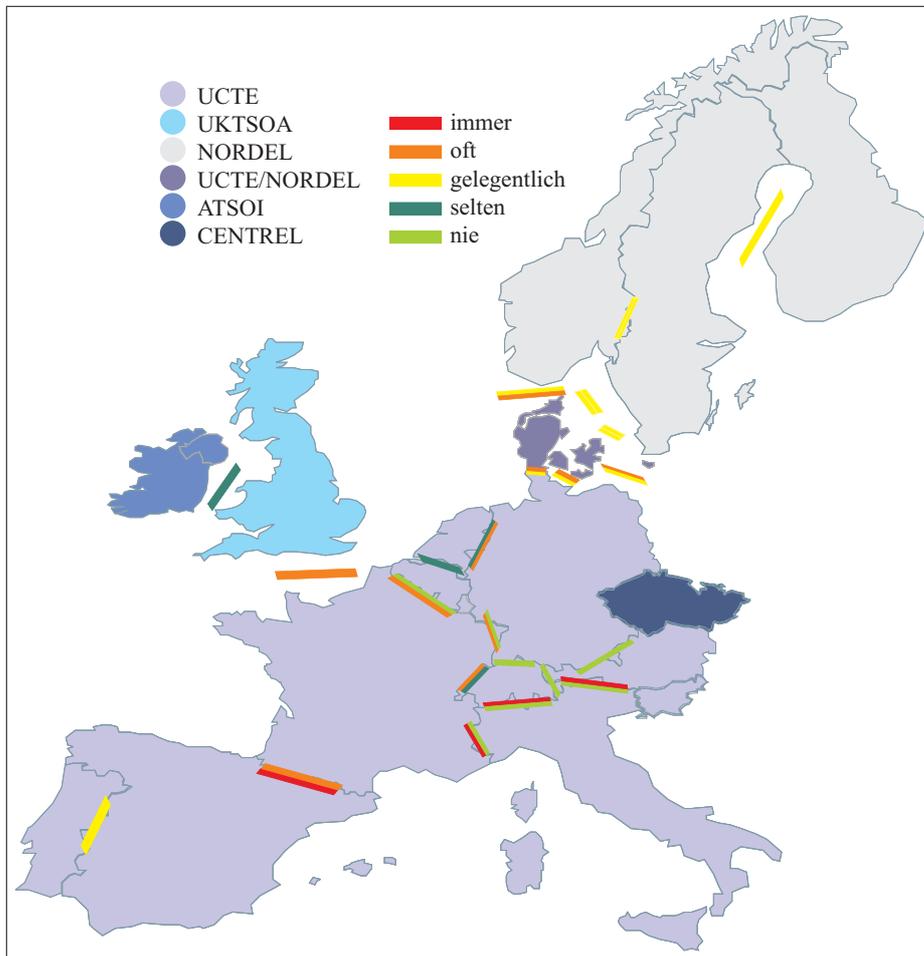


Abbildung 2.9: Engpässe zwischen westeuropäischen Staaten.

Quelle: eigene Darstellung; Parisio (2008).

Nachdem nun in Kapitel 2 die grundlegenden Eigenschaften von Strommärkten beschrieben und die jeweiligen Erzeugungs- und Verbrauchsmuster der verschiedenen Verbundnetze dargestellt wurden, widmen sich die folgenden Kapitel ökonomischen Aspekten der grenzüberschreitenden Stromübertragung, in erster Linie dem Engpassmanagement. Nach der Einführung der Stromhandelsverordnung in Kapitel 3 werden in Kapitel 4 explizite und implizite Auktionen sowie das *Market Coupling* vorgestellt und auf ihre Effizienz hin untersucht.

# Kapitel 3

## Juristische und ökonomische Grundlagen

### 3.1 Die Stromhandelsverordnung

Die juristische Grundlage des europäischen grenzüberschreitenden Stromhandels wurde mit Inkrafttreten der EU-Verordnung 1228/2003 „über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel“ am 01. Juli 2004 geschaffen.<sup>100</sup> Sie ging aus der Arbeit des Florenz-Forums<sup>101</sup> hervor und bedurfte als Verordnung anders als die Strombinnenmarktrichtlinie keiner Umsetzung in nationales Recht. Das mit ihr verfolgte Ziel ist es, den grenzüberschreitenden Stromhandel zu intensivieren und so zur Etablierung eines europäischen Strombinnenmarktes beizutragen. Die Stromhandelsverordnung wird ergänzt um die so genannten Leitlinien, die seit November 2006 die Vorgaben zum Engpassmanagement konkretisieren.

Neben dem Engpassmanagement, mit dem sich Abschnitt 3.2 befasst, sollen drei Kernelemente der Stromhandelsverordnung besonders hervorgehoben werden:

---

<sup>100</sup> Im folgenden Stromhandelsverordnung genannt.

<sup>101</sup> Als beratende Institution auf EU-Ebene bestehen seine Aufgaben darin, in Zusammenarbeit mit den verschiedenen Interessengruppen die Umsetzung der Binnenmarktrichtlinie zu diskutieren und Gesetzesvorschläge zu initiieren. Mitglieder sind Vertreter europäischer Regulierungsbehörden, nationaler Regierungen und der EU-Kommission, industrielle Netznutzer, Stromhändler, industrielle Verbraucher und Strombörsen.

- Die Einführung der Inter-TSO-Compensation (ITC)(Art. 3),
- die Schaffung einheitlicher Regelungen bei der Festlegung der grenzüberschreitenden Netzentgelte (Art. 4) sowie
- die Handhabung neuer Kuppelstellen (Art. 7).

### 3.1.1 Die Inter-TSO-Kompensationszahlung

Bedingt durch die Kirchhoffschen Gesetze ist der durch eine kommerzielle Transaktion entstehende physische Stromfluss nicht gleichzusetzen mit der Richtung derselben. Belastungen, die durch Ringflüsse und Transite entstehen, verringern die für den nationalen Netzbetreiber zur Verfügung stehende Übertragungskapazität. Deswegen bedarf es einer Kompensation, der sog. Inter-TSO-Compensation, die betroffene Übertragungsnetzbetreiber entschädigt (Art. 3(1)). Sowohl der Netzbetreiber, aus dessen Regelzone der Strom stammt, als auch derjenige Netzbetreiber, in dessen Regelzone der Strom fließt, müssen diese entsprechend eines von der Europäischen Kommission festgelegten Schlüssels für einen bestimmten, in der Vergangenheit liegenden Zeitraum aufbringen.<sup>102</sup> *Pancaking* als individuelle Tarifierung von Exporten, Importen und Transiten ist damit ausgeschlossen. Die Bestimmung der relevanten Stromflüsse erfolgt durch die Europäische Kommission und auf Grundlage der tatsächlich gemessenen physischen Stromflüsse, während die zu veranschlagenden Kosten auf „Grundlage der zu erwartenden langfristigen durchschnittlichen zusätzlichen Kosten ermittelt“<sup>103</sup> werden sollten. Transitbedingte Netzverluste und -investitionen sollen neben einer teilweisen Berücksichtigung derjenigen Kosten, die sich aus der Nutzung der bereits vorhandenen Netzinfrastruktur ergeben, ebenfalls angerechnet werden. Eine Standardisierung der Kostenermittlung ist bislang jedoch nicht gelungen, die Europäische Kommission arbeitet noch immer an einem langfristig einsetzbaren Algorithmus, der diesen Anforderungen entspricht.<sup>104</sup>

<sup>102</sup> Vgl. Art. 3(2) und Art. 3(3) VO (EU) 1228/2003.

<sup>103</sup> Art. 3(6) VO (EU) 1228/2003.

<sup>104</sup> Für die Tarifierung der Netzverluste wird bspw. derzeit das *With and Without Transits*-Verfahren angewendet (vgl. ETSO (2007b)). Allerdings überwiegen nach Camacho

Land	2004	2005	2006	2008-2009
<b>AT</b>	20,08	21,37	19,79	24,48
<b>BE</b>	0,87	1,77	0,98	-1,27
<b>FR</b>	-53,92	-52,03	-56,06	-57,04
<b>DE</b>	31,64	37,5	40,5	51,34
<b>IT</b>	-60,06	-67,33	-52,86	-48,82
<b>NL</b>	-16,6	-21,51	-24,08	-22,77
<b>PL</b>	0,34	-5,47	-3,24	-6,99
<b>CH</b>	69,59	76,39	49,82	69,61

Tabelle 3.1: Kompensationszahlungen (+) und -leistungen (-) zwischen europäischen ÜNB für 2004 – 2006 und 2008/09 (ex ante) (in Mio Euro).

Quelle: ERGEG, ETSO.

Obwohl sich die Anzahl der partizipierenden Übertragungsnetzbetreiber von 10 im Jahre 2002 auf 28 im Jahre 2007 mehr als verdoppelt hat, ist es für den Zeitraum 2008 bis 2009 erstmals gelungen, alle europäischen Staaten (39) für den Mechanismus zu gewinnen.<sup>105</sup> Dieses ist insofern ein Erfolg, als eine verursachungsgerechte Verteilung der Kosten – wie sie von der Stromhandelsverordnung vorgeschrieben ist – nur bei Teilnahme *aller* betroffenen Länder erreicht werden kann. Als privatwirtschaftliches Arrangement erfolgt die Teilnahme am ITC jedoch auf freiwilliger Basis. Randländer, die meist Verursacher von Transiten und Ringflüssen sind, haben daher keinen Anreiz, diesem beizutreten – allein die Festsetzung eines Höchstbetrages konnte diese zur Teilnahme bewegen.<sup>106</sup> Dieses erklärt auch die relativ geringen Beträge des ITC-Ausgleichsmechanismus, in Tabelle 3.1 dargestellt für die Jahre 2004 bis 2008/09.<sup>107</sup> Auch hier zeigt sich zwar, welche Länder primär von Ring- bzw. Transitflüssen betroffen sind (positive Ausgleichszahlungen) und durch welche Länder diese physischen Flüsse generiert werden (negative Ausgleichszahlun-

(2007a) und Camacho (2007b) die Vorteile der *Average Participation*-Methode. Während erstere die Netzverluste mit Transiten mit den Netzverlusten einer fiktiven Netzsituation ohne Transite vergleicht, ordnet letztere einer Stromquelle eindeutig eine Senke zu, so dass der Weg des Stromes berechnet werden kann und dadurch die Urheber eines Transits bzw. *loop flows* identifiziert werden können. Weitere Verfahren werden in Florence School of Regulation (2005) vorgestellt.

<sup>105</sup> Vgl. ERGEG (2007a).

<sup>106</sup> Durch das Fehlen einiger Randländer haben insbesondere die deutschen ÜNB, die von Transiten und Ringflüssen im erheblichen Maße betroffen sind, in den vergangenen Jahren hohe Verluste einfahren müssen.

<sup>107</sup> Für die Jahre 2008 und 2009 wurden die ex ante-Werte verwendet, die nach Ende der betrachteten Periode in Abhängigkeit der tatsächlich gemessenen Lastflüsse und Netzverluste angepasst werden. Vgl. ETSO (2007b). Die Ergebnisse für 2007 lagen zum Zeitpunkt der Untersuchung noch nicht vor.

gen). Allerdings können allein durch die fixe Obergrenze des ITC-Budgets die Beträge weder den tatsächlich entstandenen Kosten, noch den Anforderungen der Stromhandelsverordnung insgesamt entsprechen.<sup>108</sup>

### 3.1.2 Netzentgelte

Grundlegende Voraussetzung für grenzüberschreitende Stromkontrakte ist der Zugang zum nationalen Stromnetz, welches ebenfalls das Hochspannungsnetz umfasst. Dieser wird in Artikel 4 der Stromhandelsverordnung geregelt. Der Zugang muss dabei auf eine nicht diskriminierende Weise erfolgen, die Netzzugangsentgelte müssen transparent und denjenigen eines strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen. Darüber hinaus dürfen diese nicht entfernungsabhängig sein und es darf weiterhin kein besonderes Entgelt für Stromtransite erhoben werden (*pancaking*). Bei Berechnung der Nutzungsentgelte müssen die Einnahmen aus der ITC berücksichtigt werden. Weiterhin wird festgelegt, dass der Anteil, mit dem Erzeuger von den Netzzugangsentgelten auf Hochspannungsebene belastet werden – die sog. G-Komponente<sup>109</sup> – geringer sein muss als derjenige, mit dem Verbraucher belastet werden sollen (L-Komponente).<sup>110</sup> Durch geringere Netzzugangsentgelte soll der Anreiz, Kraftwerke in Engpassregionen zu errichten, erhöht werden, allerdings werden Belastungen einer G-Komponente ohnehin auf Endverbraucher übertragen, so dass Deutschland wie viele andere Staaten auch<sup>111</sup> in der Netzzugangsverordnung auf eine Implementierung dieser vollständig verzichtet hat.<sup>112</sup>

<sup>108</sup> Vgl. Interview mit Tanja Backenecker (BNetzA) am 29.07.2008.

<sup>109</sup> G: *generation*, L: *load*.

<sup>110</sup> Nach der Ramsey-Preisregel sollte diejenige Nutzergruppe eines Gutes, die eine geringere Preiselastizität aufweist, mit einem höheren Anteil belastet werden. Da die Nachfrage nach Strom und die daraus abgeleitete Nachfrage nach Netznutzung bei Endkunden weniger elastisch ist als die Preiselastizität des (wettbewerblichen) Angebotes, führt dies zu einer Mehrbelastung der Endkunden. In einem stark vermaschten Netz allerdings kann nicht genau nachvollzogen werden, wer von einer neuen Leitung profitiert, da durch diese mehr Kapazität geschaffen wird als zur Aufnahme des Stroms aus dem neuen Kraftwerke nötig ist. Vgl. Schumann (2007).

<sup>111</sup> Vgl. ETSO (2008b).

<sup>112</sup> Vgl. §15 Abs. 1 Satz 3 der Netzentgeltverordnung, Bundesministerium für Justiz (2005).

### 3.1.3 Merchant Transmission Investments

Da aus Sicht eines Übertragungsnetzbetreibers verschiedene Gründe gegen den Ausbau von Übertragungskapazitäten sprechen, beinhaltet Artikel 7 bestimmte Ausnahmeregelungen für neue Übertragungsleitungen, die zu einem verstärkten Ausbau grenzüberschreitender Kapazitäten führen sollen und ggf. auch parallele Leitungen lohnenswert machen. Handelt es sich beim ÜNB beispielsweise um ein vertikal integriertes Unternehmen, so beraubt sich dieses Unternehmen durch den Bau einer neuen Übertragungsleitung verschiedener Einnahmequellen. Erstens kann der neue Interkonnektor als weiteres Kraftwerk innerhalb der Engpassregion betrachtet werden, durch das die zoneninterne Konkurrenz ansteigt. Ein vertikal integrierter Übertragungsnetzbetreiber, der entscheidet, ob eine grenzüberschreitende Leitung gebaut wird oder nicht, wird dieses berücksichtigen und den Bau der Leitung verhindern wollen, selbst dann, wenn die Preissenkung auf importierender Seite mit Wohlfahrtsgewinnen für Konsumenten verbunden ist.<sup>113</sup> Darüber hinaus verringert eine zusätzliche Leitung den Engpass und öffnet neue Möglichkeiten für Arbitragegeschäfte, die letztendlich eine Reduktion der aus dem Engpassmanagement gewonnenen Erlöse mit sich bringen.<sup>114</sup>

Weiterhin kann *Clawing back* als Glaubwürdigkeitsproblem des Regulators als ursächlich für Investitionsverzögerungen herangezogen werden: Diese Steuer auf Wohlfahrtsgewinne bestraft Netzbetreiber für eine positive Marktentwicklung durch gesenkte Tarife, während eine unter den Erwartungen bleibende Marktentwicklung nicht zu einer Erhöhung der Netzentgelte führt. Diese asymmetrische Handhabung verschiedener Marktentwicklungen führt seitens des investierenden Unternehmens zu einer nachträglichen Anpassung der anfänglichen Gewinnerwartung und verringert damit den Investitionsanreiz. Der Investor wird für die Übernahme des Risikos in der Situation niedriger Nachfrage gewissermaßen bestraft, im Fall der hohen Auslastung dagegen nicht ent-

<sup>113</sup> Andererseits verursacht eine neue Übertragungsleitung eine Preiserhöhung auf exportierender Seite, die ebenfalls an Konsumenten weitergegeben wird. Diese Situation könnte politisch ungewollt sein, der ÜNB vor dem Engpass wird sich in diesem Fall nicht mit dem Bau der grenzüberschreitenden Übertragungsleitung einverstanden erklären.

<sup>114</sup> Vgl. Brunekreeft (2006).

lohnt. Diese politische Unsicherheit bringt demnach eine *hold up*-Problematik mit sich, d.h. eine Unterlassung bzw. Verzögerung von Investitionen in grenzüberschreitende Übertragungskapazitäten.<sup>115</sup>

In der Stromhandelsverordnung wird genau dieser Problematik Rechnung getragen, indem sie in Artikel 7 unter bestimmten Voraussetzungen Übertragungsleitungen von der Regulierung befreit und damit das *Clawing back* verhindert. Für Gleichstromleitungen, deren Investitionen so risikoreich sind, dass sie ohne diese Ausnahmegenehmigung nicht durchgeführt würden, die den Wettbewerb in der Stromerzeugung verbessern und die weiterhin das effiziente Funktionieren des Netzes nicht gefährden, ist ein Netzzugang Dritter<sup>116</sup> sowie eine Rechtfertigung der Einkommensverwendung<sup>117</sup> für einen begrenzten Zeitraum nicht mehr obligatorisch. Faktisch werden diese sog. *Merchant Transmission Investments* (MTI) von regulatorischen Maßnahmen ausgenommen und die von den betroffenen ÜNB juristisch unabhängigen Betreiber kommen in den Genuss einer Art „Regulierungsurlaub“. Durch diesen unterlassenen Eingriff nimmt die EU den Übertragungsnetzen die Eigenschaft eines regulierten natürlichen Monopols – auch hier soll eine vordergründig wettbewerbliche Organisation des Marktes mit nicht vorhandenen Markteintrittsbarrieren, Eigentumsrechten und marktorientierten Preisbildungsmechanismen Effizienz und Versorgungssicherheit gewährleisten. Unternehmen investieren unter Unsicherheit, haben einen eigenen unregulierten Preissetzungsspielraum,<sup>118</sup> verkaufen ihr Produkt und erhalten dafür zur Amortisation ihrer Investitionen eine Rendite – wie auf jedem anderen Markt auch. Das politische Risiko wird dementsprechend durch ein kommerzielles ersetzt und es wird ein Anreiz für den Ausbau grenzüberschreitender Übertragungskapazitäten geschaffen, der nicht mehr ausschließlich auf ÜNB wirkt, sondern von jedem anderen, auch privatem Investor genutzt werden kann. Insbesondere besteht diese Möglichkeit auch für Erzeugungsunternehmen, da durch Artikel 7 auch die Notwendigkeit der Trennung von Erzeugung und Übertragung entfällt.

<sup>115</sup> Vgl. Brunekreeft (2005b).

<sup>116</sup> Vgl. Binnenmarktrichtlinie Artikel 20 und 23, Europäische Kommission (2003a).

<sup>117</sup> Vgl. Stromhandelsverordnung Artikel 6, Europäische Kommission (2003b).

<sup>118</sup> Grenzen sind diesem durch den Strompreisunterschied der Zonen gegeben.

Bemerkenswert ist allerdings, dass MTI zwar vom Netzzugang Dritter sowie von der Rechtfertigung ihrer Einnahmen befreit sind, allerdings nicht von der *must offer*-Bestimmung<sup>119</sup> und der *use it or lose/sell it*-Klausel.<sup>120</sup> Während des Regulierungsurlaubs können die Investoren die Kapazität zwar ausschließlich unter sich aufteilen, allerdings sind sie verpflichtet, die Anteile, die sie selbst nicht nutzen, auf nichtdiskriminierende Weise dem Markt zur Verfügung zu stellen. Auf diese Weise soll eine strategische Kapazitätseinbehaltung und damit die Ausnutzung der Monopolstellung verhindert werden.<sup>121</sup>

## 3.2 Allgemeines zum Engpassmanagement

### 3.2.1 Entstehung, Wirkung und Klassifizierung von Engpässen

Zur Sicherung der Netzstabilität wurde von der UCTE innerhalb des Operation Handbooks das für alle UCTE-Staaten gültige (n-1)-Kriterium implementiert.<sup>122</sup> Dieses findet seine nationale Umsetzung in den jeweiligen Netz- und Systemregeln eines Landes und besagt im Sinne einer Echtzeitoptimierung – ohne Berücksichtigung langfristiger Aspekte – dass der Ausfall eines Netzelementes (Leitung, Transformator) von den verbleibenden Elementen des elektrischen Systems kompensiert werden muss, so dass die Grenzwerte für Spannung und Frequenz, aber auch die thermischen Grenzen einer Leitung zu jedem Zeitpunkt innerhalb des UCTE-Netzes eingehalten werden. Die Einhaltung dieser Grenzwerte ist damit auch abhängig von den Übertragungskapazitäten, die nur innerhalb dieser Sicherheitsgrenzen Strom aufnehmen können. Ein Engpass entsteht zum einen dann, wenn durch den vorhandenen Lastfluss im betrach-

<sup>119</sup> Vgl. Art. 6(3) der Stromhandelsverordnung. Betreiber einer grenzüberschreitenden Übertragungsleitung sind grundsätzlich verpflichtet, nicht genutzte Kapazitäten dem Markt wieder zur Verfügung zu stellen.

<sup>120</sup> Vgl. Art. 6(4). Rechte, die verkauft, aber nicht genutzt werden, müssen dem Markt ebenfalls wieder zur Verfügung gestellt werden.

<sup>121</sup> In den in dieser Arbeit berücksichtigten Regionen werden bislang jedoch nur vier Leitungen als *Merchant line* betrieben: die IFA, das *Baltic Cable*, der Estlink und der SwePol-Link.

<sup>122</sup> Vgl. UCTE (2004).

teten Netz das (n-1)-Kriterium nicht eingehalten werden kann, bzw. wenn der ÜNB Grund zur Annahme hat, dass bei Akzeptanz aller im Vorfeld angemeldeten und/oder prognostizierten Fahrpläne die Einhaltung desselben nicht gewährleistet werden kann. Während es sich im ersten Fall um einen physischen *intraday*-Engpass handelt, der nur durch einen sofortigen erneuten *Dispatch* oder Lastabwurf<sup>123</sup> gelöst werden kann, ist letzterer als ökonomischer Engpass zu verstehen, der zwar aus den physikalischen Eigenschaften eines Stromnetzes resultiert, aber spätestens am Tag vor der physischen Lieferung bekannt und damit auch vermeidbar ist. Bei einem solchen Engpass ist die vollständige Deckung der Nachfrage in jedem Gebiet möglich, aufgrund zu geringer Übertragungskapazitäten jedoch nicht zwingend unter Einsatz der günstigsten Kraftwerke der Niedrigpreisregion, d.h. nicht zu den geringst möglichen Kosten.<sup>124</sup> Stattdessen muss auch hier eine Anpassung der Erzeugungsanlagen erfolgen.

Abbildung 3.1 zeigt die Auswirkungen eines solchen ökonomischen Engpasses anhand eines einfachen mikroökonomischen Marktdiagramms. Sowohl in Land A als auch in Land B wird eine unelastische Nachfrage  $D_A$  bzw.  $D_B$  unterstellt, allerdings weist Land A ( $S_A$ ) im Vergleich zu Land B ( $S_B$ ) höhere Grenzkosten auf.<sup>125</sup> Kommt es zu keinem Handel zwischen den beiden Ländern, so ergeben sich die Marktgleichgewichte in beiden Ländern aus den Schnittpunkten der jeweiligen Angebots- und Nachfragefunktionen mit  $p_A$  und  $Q_A$  in der Hochpreisregion bzw.  $p_B$  und  $Q_B$  in der Niedrigpreisregion. In Abhängigkeit der verfügbaren Übertragungskapazität zwischen diesen beiden Ländern ist es den Erzeugern in Land B nun möglich, einen Teil ihres Stroms zu exportieren und so von den höheren Preisen in A zu profitieren, während Händler in A günstigen Strom aus B importieren und von den niedrigen Preisen in B profitieren können. Hierdurch kommt es zu einer Erhöhung der Nachfrage in B und zu einem erhöhten Angebot in A, so dass sich die Preise angleichen. Zwei Fälle sind dabei zu unterscheiden: Im ersten Fall reicht die zur Verfügung

<sup>123</sup> Ein Lastabwurf ist dann nötig, wenn eine Produktionsanpassung der Erzeugungsanlagen in der Engpassregion ausgeschlossen ist.

<sup>124</sup> Vgl. Knops (2001).

<sup>125</sup> Diese Charakteristika sind vergleichbar mit den skandinavischen Ländern und Deutschland.

stehende Übertragungskapazität aus, den Preisunterschied zu eliminieren und einen einheitlichen Preis  $p^*$  zu realisieren. Die Produktion in A wird auf  $Q_A^*$  verringert und um Importe aus B ergänzt, wo es zu einer Ausweitung der eigenen Erzeugung auf  $Q_B^*$  um genau diese Importe in Höhe von  $Q^*$  kommt. Im zweiten Fall dagegen ist die Kapazität auf  $Q^C$  beschränkt. Es wird nur noch in Höhe von  $Q^C$  aus B exportiert und die Preise gleichen sich zwar an, jedoch nicht aus. Es verbleibt eine Preisdifferenz in Höhe der Opportunitätskosten  $p_A^C - p_B^C$ . Die geringeren Erzeugungsgrenzkosten in der Niedrigpreisregion können nicht voll ausgeschöpft werden, es muss stattdessen ein Teil der Nachfrage in A durch die teureren Kraftwerke gedeckt werden.<sup>126</sup> Offensichtlich entspricht der effiziente Preis des Engpasses bzw. der Wert einer weiteren Transporteinheit<sup>127</sup> genau diesem Grenzkostenunterschied, bzw. unter der Annahme eines kompetitiven Erzeugermarktes genau dem Spotpreisunterschied:<sup>128</sup> Der Preis eines Übertragungsrechtes kann nicht höher sein als derjenige Betrag, den ein günstig erzeugender Kraftwerksbetreiber mit dem Verkauf seines Stroms in der Engpassregion abzüglich seiner Grenzkosten erhält. Wird ein marktbasierter Allokationsmechanismus für die Stromübertragung angestrebt, so ist demnach jedes Instrument, welches Preise in Höhe der Opportunitätskosten der Kapazitätsbeschränkung generiert, hierfür geeignet.

Allerdings wird auch deutlich, dass sich ein solcher Engpass nicht nur auf die Preise in den jeweiligen Regionen auswirkt, sondern auch auf die räumliche Ausdehnung des Marktes. Sobald die Leitungskapazität beschränkt ist, verbleiben nur noch die lokalen Akteure auf dem Markt. Diese lokale Markt-abgrenzung ist darüber hinaus nicht dauerhaft, sondern ebenso abhängig von der zeitlichen Ausdehnung des Engpasses.<sup>129</sup>

Treten solche Engpässe nicht nur temporär<sup>130</sup>, sondern über einen länge-

<sup>126</sup> Typischerweise tritt diese Situation bei hohen Windenergieeinspeisungen im Nordosten Europas auf. Ist die Netzkapazität beschränkt, ist das günstig produzierende Windkraftwerk aufgrund seines Standortes unbrauchbar und in der importierenden Region müssen teure Kraftwerke eingesetzt werden. Hieraus resultiert aufgrund der abweichenden Erzeugungsstruktur ein höherer Preis.

<sup>127</sup> Vgl. Hunt (2002).

<sup>128</sup> Vgl. Hogan (1992).

<sup>129</sup> Vgl. ETSO (2005).

<sup>130</sup> Zu den temporären Ursachen zählen z.B. Instandhaltungsarbeiten, technische Fehler oder außergewöhnliche kurzfristige Nachfrageschwankungen.

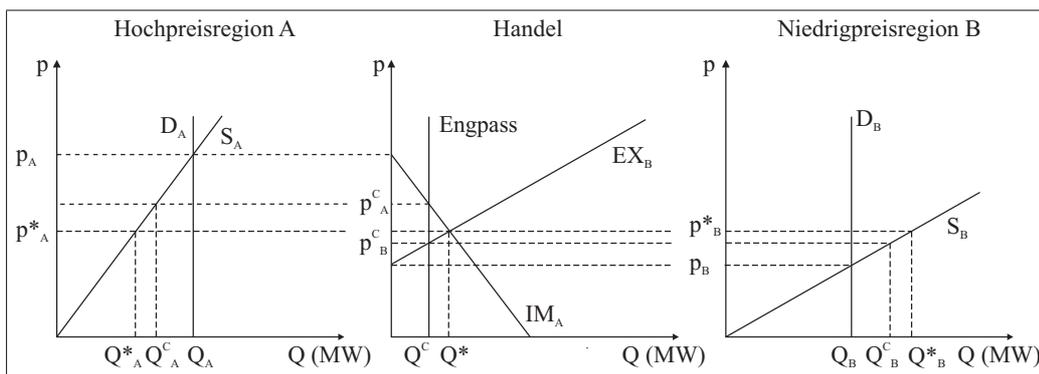


Abbildung 3.1: Ökonomische Wirkung eines Engpasses.

ren Zeitraum auf, so handelt es sich um langfristige bzw. strukturelle Engpässe, deren Vermeidung nur durch Erweiterungsinvestitionen in Kraftwerke innerhalb der Engpassregion bzw. in Übertragungsleitungen zwischen den Regionen erreicht werden kann.<sup>131</sup> Darüber hinaus lassen sich Engpässe innerhalb derselben Netzebene von solchen zwischen verschiedenen Spannungsebenen des Stromnetzes differenzieren, die in dieser Arbeit jedoch nicht berücksichtigt werden. Hier erfolgt eine Konzentration auf kurzfristige ökonomische Engpässe, deren Verringerung bzw. Vermeidung durch ein geeignetes Engpassmanagement erreicht werden kann.

Dessen grundlegende Aufgabe besteht nun darin, die möglicherweise beschränkte Kapazität einer Übertragungsleitung zwischen zwei Regionen auf die Marktteilnehmer zu verteilen. Während bis zum Jahre 2004 hierfür ausschließlich administrative Verfahren<sup>132</sup> eingesetzt wurden, die dem Engpass selbst keinen Wert zuordneten und deshalb der Zahlungsbereitschaft der Nachfrager keine Beachtung schenkten, haben sich mit Inkrafttreten der Stromhandelsverordnung die Prinzipien des grenzüberschreitenden Engpassmanagements grundlegend verändert.

<sup>131</sup> Aber auch diese bringen nicht immer eine Verringerung des Engpasses mit sich: Blumsack (2007) et al. weisen für eine bestimmte Art von Netzwerken nach, dass zusätzliche Verbindungen sogar Engpässe verursachen können (Braess-Paradoxon).

<sup>132</sup> Hierzu zählen z.B. Die Pro-Rata-Rationierung, bei der die insgesamt zur Verfügung stehende Übertragungskapazität anteilig nach der von den Nachfragern geforderten Menge verteilt wird und das Windhundprinzip. Während erstere einen Anreiz zur Überbuchung mit sich bringt, da immer eine geringere Menge als gefordert zugeteilt wird, können sowohl bei der Pro-Rata-Rationierung als auch bei der *first come first serve*-Lösung etablierte Unternehmen Newcomer durch übermäßige Beanspruchung der Kapazität überverteilen. Vgl. Boisseleau (2001).

### 3.2.2 Anforderungen an ein marktbasierendes Engpassmanagement

Administrative Verfahren zur Beseitigung kurzfristiger Engpässe kamen nun nicht mehr zum Einsatz, stattdessen beinhaltet Art. 6 der Stromhandelsverordnung „allgemeine Grundsätze für das Engpassmanagement“ und schreibt für die Vergabe von Kapazitäten nichtdiskriminierende, marktorientierte und nicht transaktionsbezogene Methoden vor, von denen wirksame wirtschaftliche Signale an die Marktteilnehmer und beteiligten Übertragungsnetzbetreiber ausgehen sollen.

Übergeordnetes Ziel des grenzüberschreitenden Engpassmanagements ist es dementsprechend, unter Berücksichtigung technischer Restriktionen eine interzonale *Merit order* zu generieren, die unter vollständiger Ausnutzung der Übertragungskapazität in Richtung der Hochpreisregion entweder zu einem Ausgleich der Stromgroßhandelspreise, wenigstens aber zu einer Angleichung führt. Der ÜNB als Eigentümer der Übertragungsleitungen soll demjenigen Erzeuger Kapazität zuteilen, der die geringsten Erzeugungsgrenzkosten aufweist.<sup>133</sup> Konkret werden dazu in der Verordnung folgende Anforderungen an ein Engpassmanagementsystem bzw. an den ÜNB gestellt:<sup>134</sup>

Damit auch nicht vertikal integrierte Erzeuger bei der Ermittlung der grenzüberschreitenden *Merit order* berücksichtigt werden, muss ein solcher Vergabemechanismus zunächst dem Anti-Diskriminierungsgrundsatz genügen.<sup>135</sup> Dieser ist erfüllt, wenn alle Marktteilnehmer gleich behandelt werden, für das gleiche Gut also denselben Preis bezahlen. Dieser Gleichheitsgrundsatz bezieht sich sowohl auf den *Third Party Access*, durch den nicht vertikal integrierte Unternehmen Zugang zum Übertragungsnetz und damit zum grenzüberschreitenden Handel erlangen, als auch auf die nun nicht mehr vorhandene Gültigkeit möglicher langfristiger Lieferverträge, die bereits vor der Liberali-

<sup>133</sup> Eine allgemeinere Definition zum Engpassmanagement bietet ETSO (2007a): „*In general this is the process of determining cross-border capacity available to the market, allocation of this capacity to the market and any measures to maintain network security within the restriction that the market can not use (nominate) more than what is allocated.*“

<sup>134</sup> Einen kurzen Überblick zu den Anforderungen an Engpassmanagementmethoden gibt auch Wawer (2007b).

<sup>135</sup> Vgl. Art. 6(1) VO (EU) 1228/2003.

sierung des Marktes bestanden haben.<sup>136</sup> Bereits etablierte Erzeugungsunternehmen dürfen im Vergleich zu Newcomern daher nicht bevorzugt werden.

Spezifiziert wird dieser Gleichheitsgrundsatz durch das Verbot transaktionsbezogener Bepreisung grenzüberschreitender Kontrakte. Der grundlegende Gedanke dieser Nicht-Transaktionsbezogenheit ist, dass Übertragungsentgelte zwar abhängig sind vom Ort, der Menge und dem Zeitpunkt eingespeister bzw. entnommener Energie. Die Netznutzung aber ist unabhängig davon, ob die Transaktion bilateral zwischen zwei lokalen Marktteilnehmern oder zwischen einem lokalen Händler/Erzeuger und einem Gegenpart aus dem Ausland stattgefunden hat oder ob sie anonymisiert über eine Strombörse durchgeführt wurde.<sup>137</sup> Da bei einer transaktionsbasierten Festlegung der Netztarife auf Hochspannungsebene *Counterflows*, Transite und Ringflüsse außerdem nicht berücksichtigt werden, führt diese zu keiner verursachungsgerechten Verteilung der Kosten.

Soll der Allokationsmechanismus des Weiteren marktorientiert und effizient sein, muss er folgenden fünf Bedingungen genügen:

- Dem Engpass muss ein Wert zugeordnet werden. Außerdem sollte nur derjenige das Recht auf Übertragung erhalten, der diesem auch den höchsten Wert zuordnet. Übertragungskapazität soll wie ein normales Gut gehandelt werden, dessen Preis über Angebot und Nachfrage generiert und nicht wie bei administrativen Allokationsmechanismen vom ÜNB bestimmt wird.<sup>138</sup>
- Die kurzfristige Bepreisung von Übertragungskapazität in Richtung der Engpassregion sollte mit der Preisdifferenz der betroffenen Regionen erfolgen, während für die Übertragung in die Niedrigpreisregion kein Preis existiert.
- Die gewählte Engpassmanagementmethode muss unter Berücksichtigung

<sup>136</sup> Der Europäische Gerichtshof entschied, dass die Bevorzugung bei der Kapazitätsvergabe nicht durch das Vorliegen eines langfristigen Liefervertrages gerechtfertigt werden kann. Vgl. Europäische Union (2005), Amtsblatt der Europäischen Union, C182/2.

<sup>137</sup> Vgl. Perez-Arriaga (2002).

<sup>138</sup> Abbildung 3.1 hat gezeigt, dass der effiziente Preis für Übertragungskapazität der Grenzkostendifferenz vor und hinter dem Engpass entspricht.

des (n-1)-Kriteriums zu einer möglichst vollständigen Ausnutzung der vorhandenen Übertragungskapazität in Richtung der Engpassregion führen. Dafür sieht Art. 6(5) der Stromhandelsverordnung eine Saldierungspflicht entgegengesetzter Stromflüsse vor. Transaktionen, die zu einer Entlastung der Leitung führen, dürfen nicht abgelehnt werden.

- Langfristig betrachtet müssen außerdem die „richtigen“ wirtschaftlichen Signale von der gewählten Engpassmanagementmethode ausgehen. Für Verbraucher innerhalb einer Engpassregion soll sich die Verringerung ihres Verbrauchs lohnen, während Erzeuger bzw. einen Anreiz haben sollen, hier Kraftwerksinvestitionen durchzuführen.
- Die Regelungen des Engpassmanagements sowie insbesondere das Zustandekommen der Preise müssen für alle nachvollziehbar und einsehbar sein.

Nach Art. 6(2) und (3) muss des Weiteren die vom ÜNB versteigerte Kapazität zum einen die unter bestimmten Sicherheitsstandards maximal mögliche sein (*must offer*), zum anderen muss diese „firm“ sein, d.h. sie darf nur in solchen Notfällen gekürzt werden, in denen ein *Countertrading* oder *Redispatching*<sup>139</sup> nicht möglich ist. Hierfür ist den Marktteilnehmern, denen Kapazität zugewiesen wurde – abgesehen von den Fällen höherer Gewalt – eine Entschädigung zu zahlen.<sup>140</sup> Auf welche Weise die dann verbleibende Kapazität verteilt wird, ist nicht Gegenstand dieser Verordnung. Bisher hat sich allerdings eine Neuverteilung nach der Pro-Rata-Rationierung durchgesetzt, d.h. jeder Marktteilnehmer erhält entsprechend seiner ursprünglich erworbenen Übertragungsrechte anteilig einen Teil der verbleibenden Kapazität.<sup>141</sup>

Die Einnahmen, die aus dem Engpassmanagement auf Seiten des Übertragungsnetzbetreibers entstehen, dürfen gemäß Art. 6(6) der Stromhandelsverordnung nur für drei Zwecke verwendet werden:

<sup>139</sup> Vgl. Kapitel 4.1.

<sup>140</sup> Vgl. Art. 6(1) VO (EU) 1228/2003.

<sup>141</sup> Dieses betrifft insbesondere die südlichen Grenzen Frankreichs. Vgl. Interview mit Tanja Backenecker (BNetzA) am 29.07.2008.

- zur Gewährleistung der tatsächlichen Verfügbarkeit der durch das Engpassmanagement vergebenen Kapazität,
- für Investitionen, die dem Erhalt oder Ausbau von Übertragungskapazitäten dienen und
- als Einkünfte, die bei der Genehmigung der Netzentgelte durch die Regulierungsbehörden zu berücksichtigen sind.

Die erste Möglichkeit bezieht sich auf ein mögliches *Countertrading* bzw. *Redispatching*, welches zur Sicherung der verfügbaren Übertragungskapazität eingesetzt werden kann, allerdings sind insbesondere die zweite und dritte Möglichkeit von praktischer Relevanz.<sup>142</sup> In der Stromhandelsverordnung selbst wird keine der drei Möglichkeiten favorisiert. Allerdings ist die Verwendung der Engpasserlöse für Netzausbau- und -erweiterungsinvestitionen als fragwürdig einzustufen, da nicht konkretisiert wird, nach welchen Kriterien diese erfolgen sollen. Insofern besteht kein Anreiz zur Senkung der Nutzungsentgelte, stattdessen aber kann durch Netzinvestitionen eine langfristig ineffiziente Überkapitalisierung die Folge sein.<sup>143</sup> Außerdem können Erlöse aufgrund des langen Planungshorizontes für Netzinvestitionen über einen langen Zeitraum zinsbringend angelegt werden. Der Netznutzer profitiert hiervon zum einen nur langfristig, darüber hinaus ausschließlich mittelbar. Trotzdem soll diese Verwendungsrichtung im Rahmen des Vorschlags der Europäischen Kommission zum dritten Richtlinienpaket<sup>144</sup> beibehalten werden, während eine Verwendung der Erlöse zur Senkung der Netznutzungsentgelte nicht mehr vorgesehen ist.

Aber auch den Marktteilnehmern, die Übertragungskapazität ersteigert haben, obliegen Verpflichtungen: Sie müssen dem ÜNB rechtzeitig vor der eigentlichen Betriebsstunde mitteilen, ob sie diese nutzen wollen oder nicht. Im letzteren Fall gehen die Rechte entsprechend des *use it or lose/sell it*-Prinzips nach einem „offenen, transparenten und nichtdiskriminierenden Verfahren an den Markt zurück.“<sup>145</sup> Allerdings können die Rechte innerhalb bestimmter Fris-

<sup>142</sup> Vgl. Müller (2008).

<sup>143</sup> Sog. „gold plating“.

<sup>144</sup> Vgl. Europäische Kommission (2007b).

<sup>145</sup> Art. 6(4) VO (EU) 1228/2003.

ten auf dem Sekundärmarkt frei gehandelt werden.

### 3.2.3 Ermittlung der verfügbaren Transferkapazität

Neben diesen ökonomischen Anforderungen, die in Europa eingesetzte Engpassmanagementmethoden erfüllen müssen, ist die Berechnung der verfügbaren Transferkapazität allen Verfahren gemeinsam. Diese wird zweimal jährlich von der ETSO ermittelt, die 1999 von den europäischen Übertragungsnetzbetreibern gegründet wurde. Seitdem fungiert sie als unabhängiges Sprachrohr der europäischen Übertragungsnetzbetreiber innerhalb des Florenz-Forums.<sup>146</sup> Die Netzsysteme der einzelnen Übertragungsnetzbetreiber versorgen etwa 490 Millionen Verbraucher mit Strom (siehe Abbildung 2.8).

Während also die UCTE durch das *Operation Handbook* die technische Seite des Netzbetriebes institutionalisiert, ist die ETSO maßgeblich an der Entwicklung verschiedener Engpassmanagementmethoden beteiligt, erarbeitet aber auch regelmäßig einen Algorithmus zur Bestimmung der Inter-TSO-Kompensationszahlung.<sup>147</sup> Darüber hinaus veröffentlicht sie die für grenzüberschreitende Transaktionen zur Verfügung stehende Transferkapazität zentralisiert über ihre Internetplattform.<sup>148</sup> Die Übertragungskapazität lässt sich dabei auf zwei Arten ermitteln. Modelle, die sich auf die Nettotransferkapazität beziehen (*Net Transfer Capacity*-basiert), verfolgen einen ausschließlich bilateralen Ansatz, der Stromflüsse anderer Marktteilnehmer nicht berücksichtigt. Demgegenüber stehen lastflussbasierte Methoden, die diese in die Berechnung integrieren.

---

<sup>146</sup> Neben den 26 Netzbetreibern der EU-Staaten zählen auch Norwegen und die Schweiz zu ihren Mitgliedern. Zu den nicht vollständigen Mitgliedern zählen Bosnien Herzegowina, Kroatien, die *Former Yugoslav Republic of Macedonia* und Serbien.

<sup>147</sup> Im Rahmen des dritten Richtlinienpaketes wird von europäischen ÜNB, der UCTE und der ETSO eine neue Institution geschaffen, die sowohl technische als auch ökonomische Kompetenzen bündelt. Eine *Declaration of Intent* hierzu wurde am 27. Juni 2008 unterzeichnet.

<sup>148</sup> Vgl. [www.etsovista.org](http://www.etsovista.org).

### NTC-basierte Kapazitätsermittlung

Anfangs wird von den betroffenen Übertragungsnetzbetreibern nach einem harmonisierten, von der ETSO vorgegebenen Verfahren im Jahr vor der eigentlichen Lieferung die *Total Transfer Capacity* (TTC) festgelegt. Diese gibt als Referenz Auskunft darüber, wie viel Kapazität maximal für den Austausch zwischen zwei Ländern unter Berücksichtigung der nationalen Sicherheitsstandards<sup>149</sup> zur Verfügung steht und basiert auf der Annahme, dass alle Informationen bzgl. Erzeugung, Last und Netzsituation bekannt sind. Ausgehend von diesem Basisszenario wird der sich ergebende Lastfluss errechnet, wenn auf der einen Seite *ceteris paribus* die Erzeugung erhöht, auf der anderen Seite die Erzeugung verringert wird. Dieses findet solange statt, bis auf einer Seite die Grenzwerte für einen sicheren Netzbetrieb erreicht sind.<sup>150</sup> Wie Kapitel 2.5.3 aber bereits gezeigt hat, entsprechen die so ermittelten Werte nicht den tatsächlichen physischen Flüssen, sondern sind Referenzwerte, die nur bei ausschließlich zwei miteinander verbundenen Zonen annähernd erreicht werden.

Ökonomisch relevant ist allerdings erst die sog. *Net Transfer Capacity* (NTC). Diese ergibt sich aus der TTC abzüglich einer Sicherheitsmarge (*Transmission Reliability Margin*, TRM), die Netzsicherheit in beiden Regionen gewährleistet. Neben Unsicherheiten, die aus unbeabsichtigten Abweichungen der physischen Flüsse resultieren (bspw. aufgrund der Frequenzregulierung in Echtzeit), berücksichtigt diese auch diejenigen Abweichungen aus Messfehlern bei der Datenerhebung. Die TRM schwankt allerdings in Abhängigkeit von Jahres- und Tageszeit und verringert sich, je näher die eigentliche Betriebsstunde rückt. Die NTC wird regelmäßig veröffentlicht und dient als Richtwert für die Vergabe physischer Übertragungsrechte seitens der ÜNB. Anschließend wird die für kommerzielle Zwecke zur Verfügung stehende und demnach für das Engpassmanagement relevante Kapazität errechnet. Diese sog. *Available Transmission Capacity* (ATC) errechnet sich aus der NTC abzüglich der bereits vergebenen Übertragungsrechte (*Already Allocated Capacity*, AAC).<sup>151</sup>

<sup>149</sup> Vgl. Kapitel 3.2.1.

<sup>150</sup> Vgl. Turvey (2006).

<sup>151</sup> Dieses wird in Kapitel 4.2 erläutert.

Insgesamt ergibt sich die ATC also als

$$TTC - TRM = NTC$$

$$NTC - AAC = ATC.$$

Die NTC-basierte Kapazitätsberechnung ist allerdings mit einigen Nachteilen verbunden, die in erster Linie darin begründet liegen, dass der Kontrakt-  
pfad nicht mit dem physischen Stromfluss übereinstimmt. Die Ermittlung der  
Kapazität erfolgt ausschließlich bilateral, Ringflüsse und Transite als externe  
Effekte der Netznutzung werden nicht berücksichtigt. Zum einen wirkt sich  
dieses auf die Effizienz der Netznutzung aus: Entgegengesetzte Stromflüsse,  
die aus diesen Parallel- bzw. Transitflüssen resultieren, können nicht saldiert  
werden, d.h. es kommt zu einer *Unterauslastung* des Netzes. Auf der anderen  
Seite können die *Belastungen*, die hieraus resultieren, ebenfalls falsch einge-  
schätzt werden. Betrachtet wird bspw. eine kommerzielle Transaktion zwischen  
Frankreich und Deutschland. Dadurch, dass Strom nach den Kirchhoffschen  
Gesetzen durch alle zwischen Deutschland und Frankreich existierenden Lei-  
tungen fließt, belastet er auch alle umliegenden Hochspannungsnetze in den  
Niederlanden, in Belgien usw. Hier tritt eine Diskrepanz zwischen dem eige-  
nen Fahrplan und den tatsächlichen Lastflüssen auf, deren Umfang dem belgi-  
schen Übertragungsnetzbetreiber zwar unbekannt ist, die bei der Ermittlung  
der verfügbaren Übertragungskapazität innerhalb der nationalen Hochspan-  
nungsnetze aber berücksichtigt werden muss. Möglicherweise geht der belgi-  
sche ÜNB vom größtmöglichen Effekt dieser Ringflüsse auf sein eigenes Netz  
aus. Dieser tritt allerdings nur in seltenen Fällen auf. Damit ist das belgische  
Netz dauerhaft unterausgelastet und der belgische ÜNB geht in der nächsten  
Periode von einem geringeren Einfluss der Ströme zwischen Frankreich und  
Deutschland aus. Netzsicherheit ist damit nicht mehr gewährleistet und es re-  
sultieren Ineffizienzen aufgrund von Informationsasymmetrien zwischen den  
betroffenen ÜNB.<sup>152</sup> Außerdem erfolgt die Berechnung der NTC *ex ante*, d.h.  
noch bevor bekannt ist, welche Geschäfte zwischen den einzelnen Marktteil-

---

<sup>152</sup> Vgl. Brunekreeft (2005a).

nehmern getätigt wurden und welche Auswirkungen diese möglicherweise auf die Lastsituation haben. NTC-Werte sind dementsprechend immer nur eine Annäherung an die tatsächlich verfügbare Übertragungskapazität und bilden die Situation eines Hochspannungsnetzes nicht hinreichend genau ab.<sup>153</sup>

### Flussbasierte Kapazitätsermittlung

Im Gegensatz zu dieser kapazitätsbasierten Berechnung der zulässigen Transaktionen verfolgt der *Power Transfer Distribution Factor*-Ansatz (PTDF) eine Vorgehensweise, die sich an den tatsächlich auftretenden physikalischen Flüssen orientiert.<sup>154</sup> Kontraktpfade bleiben hier unberücksichtigt. Geht beispielsweise – wie in Abbildung 3.2 dargestellt – ein deutscher Produzent eine Lieferverpflichtung gegenüber einem französischen Händler in Höhe von 100 MW ein, übersetzt die PTDF-Matrix diese ökonomische Transaktion in physische Flüsse.

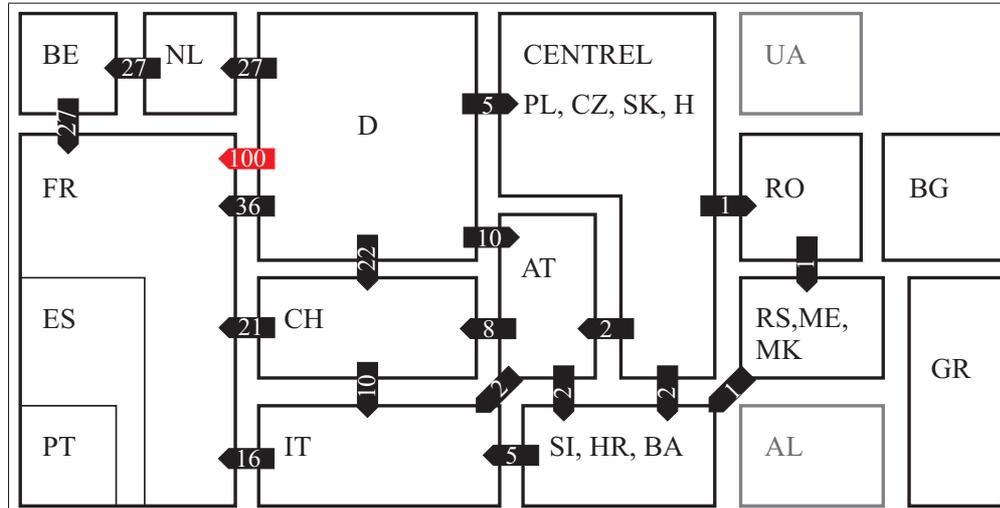


Abbildung 3.2: Aus einem Stromgeschäft zwischen Deutschland und Frankreich resultierender physischer Lastfluss.

Quelle: eigene Darstellung in Anlehnung an ETSO (2007c).

So belastet dieses Geschäft das niederländische und belgische Netz mit jeweils 27 MW, aber auch das österreichische und schweizerische Netz werden

<sup>153</sup> Siehe auch Kapitel 2.5.3.

<sup>154</sup> Die Berechnung der ATC auf Grundlage eines PTDF-Modells kann auf verschiedene Weisen erfolgen (vgl. Wu (2007)), hier soll jedoch nur das *Prinzip* einer lastflussbasierten Methode verdeutlicht werden.

mit 10 bzw. 22 MW belastet. Durch diese genaue Berechnung der Stromflüsse sind auch kurzfristige Veränderungen der Handelsmuster in die Berechnungen integrierbar. Aber auch die Saldierung entgegengesetzter Stromflüsse erfolgt automatisch: Das oben geschilderte Geschäft zwischen Deutschland und Frankreich lässt demnach 27 MW Übertragungskapazität von den Niederlanden nach Deutschland frei werden und 10 bzw. 22 MW aus Österreich bzw. der Schweiz ebenfalls in Richtung Deutschland. Hieraus resultieren die sog. PTD-Faktoren, die die prozentuale Belastung eines Netzes durch Transaktionen Dritter wiedergeben.

Die Vergabe der Kapazität erfolgt demnach nicht wie bei NTC-basierten Modellen *ex ante*, sondern in Abhängigkeit der abgegebenen Gebote und der PTD-Faktoren innerhalb des Allokationsprozesses. Da der Einsatz flussbasierter Modelle zur Kapazitätsberechnung allerdings nur bei mehr als zwei teilnehmenden Parteien sinnvoll ist – wobei deren Genauigkeit mit steigender Anzahl der Teilnehmer wächst<sup>155</sup> – erfordert diese die Zusammenarbeit aller betroffenen ÜNB auf supranationaler Ebene, darüber hinaus sogar die Schaffung einer eigens dafür vorgesehenen Institution.

Zentrales Element einer lastflussbasierten Allokation ist jedoch das zugrunde gelegte Netzmodell, dessen Effizienz entscheidend durch seine Genauigkeit und Realitätstreue bestimmt wird.<sup>156</sup> Es muss in der Lage sein, die physischen Flüsse innerhalb einer Region vollständig nachahmen zu können, was mit einigen Schwierigkeiten verbunden ist: Zum einen können durch den Einsatz sog. *Phase Shifter*, mit Hilfe derer sich physische Flüsse einer Leitung steuern lassen, zwar Engpässe gelindert werden. Allerdings hat die Steuerung des physischen Flusses an *einer* Leitung wiederum Auswirkungen auf die Kapazität *aller anderen* Leitungen. Auch die Standorte tatsächlich zum Einsatz kommender Kraftwerke sind im Vorfeld unbekannt – so ist die Erzeugung eines Windparks und damit auch der Einsatz anderer Kraftwerke nicht genau zu prognostizieren. Einem Zugewinn an Effizienz steht also ein hohes Maß an

<sup>155</sup> Vgl. Frontier Economics (2006).

<sup>156</sup> Im ursprünglichen Modell der ETSO wurde dafür jede Regelzone durch einen Knoten repräsentiert, der durch je eine Leitung mit seinen benachbarten Regelzonen verbunden wurde.

zusätzlicher Komplexität gegenüber, so dass bislang die flussbasierte Kapazitätsbestimmung innerhalb Europas noch nicht umgesetzt wurde.<sup>157</sup> Allerdings befindet sich derzeit eine Implementierung in Ost- und Mitteleuropa<sup>158</sup> sowie in Südosteuropa<sup>159</sup> in der Testphase. In Westeuropa<sup>160</sup> ist ein flussbasierter Vergabemechanismus in Entwicklung, während die Kapazitätsberechnung für alle anderen Engpässe in Europa NTC-basiert erfolgt.<sup>161</sup>

Kapitel 4 befasst sich nun mit dem grenzüberschreitenden Engpassmanagement. Zunächst werden verschiedene Methoden klassifiziert, woraufhin sich eine Analyse präventiver Maßnahmen, d.h. expliziter und impliziter Auktionen sowie *Market Coupling*, anschließt. Hierfür werden theoretische Vor- und Nachteile erarbeitet und durch einige Beispiele untermauert. Kuratives Engpassmanagement (*Redispatch* und *Countertrade*) ist ausschließlich Bestandteil des internen Engpassmanagements und wird aus diesem Grunde aus der Analyse weitgehend ausgeschlossen.

---

<sup>157</sup> Diese Problematik zeigt sich auch an den internationalen Erfahrungen in Texas und Kalifornien, die sich inzwischen von einem lastflussbasierten Verfahren gelöst haben. Vgl. Duthaler (2007).

<sup>158</sup> *Central Eastern Europe*: AT, CZ, DE, HU, PL, SK.

<sup>159</sup> *South Eastern Europe*: AL, BA, BG, GR, MK, RO, BY, TR. Flussbasierte koordinierte explizite Auktionen.

<sup>160</sup> *Central Western Europe*: BE, FR, DE, LU, NL.

<sup>161</sup> Vgl. ETSO (2007c).

# Kapitel 4

## Engpassmanagementmethoden im europäischen Strommarkt

### 4.1 Klassifizierung und Anwendung verschiedener Engpassmanagementmethoden

Wie aus Abbildung 4.1 ersichtlich ist, sehen die Leitlinien der Stromhandelsverordnung für das Engpassmanagement zum einen präventive Verfahren vor wie koordinierte explizite, implizite und hybride Auktionen, bei denen physische Kapazität unter den einzelnen Marktteilnehmern aufgeteilt wird. Zu den kurativen Engpassmanagementmethoden dagegen zählen *Countertrade* und *Redispatching*-Maßnahmen. Oftmals werden die beiden letztgenannten Begriffe synonym verwendet, was auch insofern stimmt, als sie durch eine Anpassung entweder der Erzeugungs- und Lastmuster, aber auch der physischen Lastflüsse zu einer Linderung der Engpasssituation führen. Allerdings unterscheiden sie sich in der Art und Weise, wie die an der Maßnahme teilnehmenden Unternehmen ausgewählt werden:

Beim *Countertrading* (*Buy Back*-System) werden teilnehmende Erzeuger und Verbraucher in Abhängigkeit ihrer gebotenen Grenzerzeugungskosten sortiert. Der ÜNB in der importierenden Region „kauft“ von diesen die zusätzlich zu produzierende Menge, der ÜNB in der exportierenden Region „verkauft“

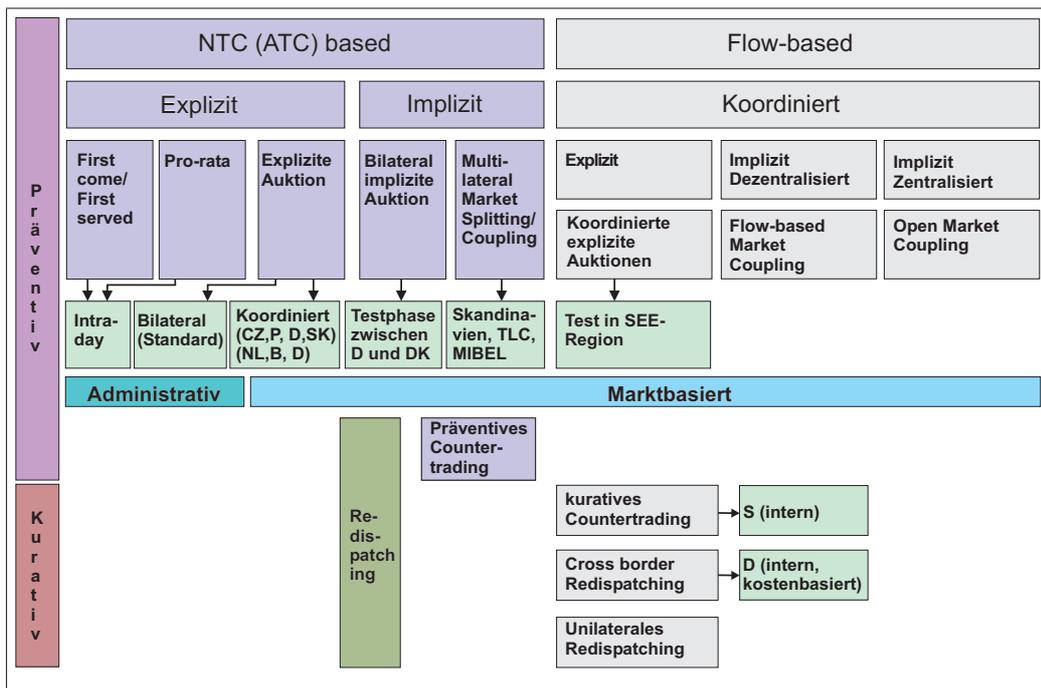


Abbildung 4.1: Klassifikation von Engpassmanagementmethoden.

eine entsprechende Menge Strom. Die Kraftwerke innerhalb der Exportregion haben ihren Strom bereits OTC oder börslich verkauft und müssen nun ihre Erzeugung verringern. Dafür „kaufen“ sie den zuviel verkauften Strom vom ÜNB zurück (*Buy Back*). Der Preis hierfür liegt unterhalb des Marktpreises, da die teilnehmenden Erzeuger für die Bereitstellung der Erzeugungsflexibilität entlohnt werden sollen. Auf der anderen Seite wird die Produktion erhöht. Da aber bei einer kurzfristigen Anpassung flexible Kraftwerke eingesetzt werden müssen, deren Grenzkosten die des Grenzkraftwerkes übersteigen können, zahlt der ÜNB den teilnehmenden Erzeugern zur Deckung der Grenzkosten einen Preis oberhalb des Marktpreises. Für den ÜNB hat *Countertrading* daher negative Auswirkungen auf die Einnahmen, wodurch ihm ein Anreiz zur Beseitigung der Engpässe entsteht. Da der ÜNB allerdings die teilnehmenden Kraftwerke nicht bestimmen kann, werden die Erzeuger lediglich nach Kosten und nicht nach Standorten ausgewählt.<sup>162</sup> Daher ist die physikalische Wirkung eines solchen *Countertrades* und damit auch die von ihm ausgehende (physische) Linderung nicht vollständig vorhersehbar. Trotzdem kann zwischen den

<sup>162</sup> Vgl. Boisseleau (2001). Dieses gilt allerdings ausschließlich für die *Countertrading*-Definition der ETSO. In Schweden steht *Countertrading* für kosten- und standortbasiertes Redispatching. Vgl. Bjørndal (2007).

teilnehmenden Zonen ein einheitlicher Preis gewährleistet werden, selbst wenn dafür die NTC geringer ist als nötig. *Countertrading* wird dann in Abhängigkeit einer größeren virtuellen Übertragungskapazität durchgeführt.

Sowohl beim unilateralen als auch beim *Joint cross-border Redispatching* werden die Erzeuger und Verbraucher dagegen vom ÜNB in Abhängigkeit ihres Standortes *und* ihrer Kosten ausgewählt. Das unilaterale *Redispatching* findet dabei lediglich zwischen einem Erzeuger bzw. Verbraucher und einem ÜNB innerhalb einer Zone statt, während dem Engpass beim *Joint cross-border Redispatch* in Absprache simultan von beiden betroffenen ÜNB entgegengewirkt wird. Hier wird bereits deutlich, dass beiden Verfahren ein kurativer Charakter innewohnt, sie also erst dann eingesetzt werden, wenn der Engpass bereits aufgetreten ist. Ihr Einsatz erfolgt, nachdem die Fahrpläne dem ÜNB mitgeteilt wurden und nachdem auch die Kapazitäten bereits eingeteilt wurden. Dieses kann zum einen nach Handelsschluss der Börse, aber auch unmittelbar vor und innerhalb der Betriebsstunde der Fall sein (vgl. Abbildung 4.1).<sup>163</sup> Außerdem zeigt sich die beschränkte Signalwirkung der durch beide Maßnahmen generierten Preise, die ausschließlich für die am *Countertrade* bzw. *Redispatch* teilnehmenden Unternehmen spürbar ist. Der realisierte Spotpreis gibt daher keine Auskunft mehr über tatsächliche Knappheit von Erzeugungskapazität verschiedener Regionen.<sup>164</sup>

Durch präventive Methoden soll bereits im Vorfeld (d.h. vor dem börslichen Handelsschluss) der Engpass vermieden werden, d.h. es soll mithilfe einer limitierten Vergabe der Kapazität die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten eines Engpasses verringert werden. Explizite und implizite Auktionen, aber auch die aus beiden zusammengesetzte Hybridform des *Market Couplings* erzeugen durch einen vordergründig marktkonformen Preisbildungsmechanismus transparente Preise. Diese setzen Anreize für einen Verbrauchsrückgang sowie einen Ausbau der Erzeugungskapazitäten innerhalb der Engpassregion, während beim *Countertrading* nur die teilnehmenden Unternehmen korrekte Signale in Bezug auf Neu- und Erweiterungsinvestitionen erhalten.

---

<sup>163</sup> Eine Engpassvermeidung kann auch durch präventives *Countertrading* erreicht werden.

<sup>164</sup> Zur Klassifikation von Engpassmanagementmethoden vgl. auch ETSO (2003) und ETSO (2005).

Abbildung 4.1 zeigt darüber hinaus die Einsatzregionen verschiedener Engpassmanagementsysteme. Abgesehen von wenigen Ausnahmen haben sich explizite Auktionen zum Standard-Modell der Engpassbewirtschaftung in Europa entwickelt. Lediglich in zwei Regionen (CZ, P, DE, SK und NL, BE, DE) werden koordinierte explizite Auktionen durchgeführt, an denen mehr als zwei ÜNB beteiligt sind. Reine implizite Auktionen in Form des *Market Splittings* kommen ausschließlich in Skandinavien und zwischen Spanien und Portugal zum Einsatz, während eine Implementierung von *Market Coupling*-Mechanismen bislang lediglich zwischen Frankreich, Belgien und den Niederlanden sowie seit September 2008 zwischen Deutschland und Dänemark erfolgte. Ein flussbasierter Vergabemechanismus wird derzeit in Südosteuropa<sup>165</sup> getestet. Auf den weitgehend unentwickelten *Intraday*-Märkten erfolgt die Engpassvergabe noch immer administrativ.

## 4.2 Explizite Auktionen

### 4.2.1 Preisbestimmung physischer Übertragungsrechte

Explizite Auktionen auf Strommärkten sind durch zwei getrennt voneinander existierende und zeitlich auseinanderfallende Märkte gekennzeichnet. Während auf dem Markt für Strom ausschließlich Elektrizität in Euro/MWh gehandelt wird, verkauft der ÜNB auf dem zweiten Markt jeweils an den Meistbietenden Übertragungskapazität in Euro/MW. Dafür teilt er die vorher ermittelte verfügbare Übertragungskapazität (ATC) in gleich große Pakete (meist 1 MW), d.h. in sog. *Physical Transmission Rights* (PTR). Die Summe aller vom Übertragungsnetzbetreiber angebotenen PTR entspricht demgemäß der ATC einer Richtung. PTR werden bei durch die Stromhandelsverordnung vorgeschriebenen koordinierten expliziten Auktionen durch ein Auktionsbüro (*Auction Office*, AO) verkauft, welches aus einer Kooperation von wenigstens zwei ÜNB gebildet wurde.<sup>166</sup>

---

<sup>165</sup> Vgl. ETSO (2006a).

<sup>166</sup> Durch die Koordination der Fahrpläne wenigstens zweier ÜNB soll die Saldierung entgegengesetzter Flüsse ermöglicht werden. Das Auktionsbüro als Kooperation mehrerer

Der ÜNB bzw. das Auktionsbüro sammelt nun die Kauforder der Stromerzeuger bzw. -händler und summiert die nachgefragten Quantitäten auf. Liegt diese Summe unterhalb der verfügbaren Übertragungskapazität, besteht kein Engpass zwischen den beiden Regionen und der Übertragungsnetzbetreiber erhebt keinen Preis. Entspricht aber die nachgefragte der verfügbaren Kapazität oder übersteigt diese sogar, dann ist Übertragungskapazität zwischen den beiden betroffenen Regionen knapp und der ÜNB sortiert die Order absteigend nach gebotenen Preisen. Diese werden anschließend beginnend mit dem höchsten Preis bedient, solange bis die zur Verfügung stehende Kapazität ausgeschöpft ist. Dasjenige Gebot, welches als letztes noch realisiert wird, bei dem also die ATC erreicht ist, bestimmt als Grenzgebot den Preis für alle anderen Nachfrager.<sup>167</sup> Übertragungsrechte erhalten innerhalb einer solchen marginalen Auktion demnach nur diejenigen Marktteilnehmer, die diesem den höchsten Wert beimessen. Bieter, deren Gebot oberhalb dieses Grenzgebotes liegt, erhalten ebenfalls Übertragungskapazität, zahlen aber weniger als ihr Gebot.<sup>168</sup> Diese Vorgehensweise sorgt dafür, dass jeder Bieter einen Anreiz zur Abgabe seines Gebots in Höhe seiner wahren maximalen Zahlungsbereitschaft hat.

Ein erfolgreiches Gebot impliziert das Recht auf eine bestimmte physische Kapazität für eine gewisse Dauer. Während bei einer jährlichen (monatlichen) Auktion der Käufer Kapazität in MW für alle 8760 (720) Stunden eines Jahres (Monats) erhält, ersteigert er bei einer *day ahead*-Auktion bspw. 200 MW für die Stunde 10:00-11:00 Uhr des folgenden Tages. Die Jahresauktion findet im Jahr vor der physischen Lieferung statt, während die Monatsauktion jeweils im Monat vor der physischen Lieferung durchgeführt wird.

Der Käufer eines PTR allerdings reserviert lediglich eine bestimmte Kapazität. Er muss diese aufgrund des *use-it-or-lose/sell-it*-Prinzips nicht zwangsweise auch nutzen, wobei er sie dann dem Markt wieder zur Verfügung stellen muss. Hierfür stehen ihm zwei Möglichkeiten offen. Entweder er verkauft die Kapazität auf dem Sekundärmarkt (*Transfer*) oder aber er gibt

---

ÜNB muss dafür ein Kartellrechtsverfahren durchlaufen.

<sup>167</sup> Die Preisermittlung für Ausnahmefälle, in denen bspw. das Grenzgebot auf zwei Bieter fällt, wird in den jeweiligen Auktionsregeln geregelt.

<sup>168</sup> Dieses entspricht einer Konsumentenrente.

sie an den ÜNB zurück (*Resell*), der sie in der nächst folgenden Auktion erneut zum Verkauf anbieten muss. Im letzteren Fall erhält er die Erlöse aus dem Wiederverkauf der zurückgegebenen PTR. Inwiefern allerdings der Händler von dieser Möglichkeit Gebrauch macht, steht in Abhängigkeit zur Preisdifferenz zwischen den beiden durch die Übertragungsleitung miteinander verbundenen Zonen. Die Käufer von Übertragungskapazität gehen dabei im Vorfeld von geschätzten Preisunterschieden aus, die anzeigen, ob sich ein Export des von ihnen produzierten Stroms lohnt.

Da die Zahlungsbereitschaft für ein physisches Übertragungsrecht nicht höher sein kann als die daraus resultierenden erwarteten Einnahmen, gibt diese antizipierte Preisdifferenz gleichzeitig die obere Grenze für den Preis eines PTR an. Kurzfristig wird also Kapazität an denjenigen Bieter vergeben, welcher bspw. von einem Export am meisten profitiert, welcher also die geringsten Grenzerzeugungskosten aufweist und daher im Vergleich zu anderen höhere Gebote für PTR abzugeben in der Lage ist. Darüber hinaus liefert der Preis eines PTR auch langfristige Signale. Ein Kraftwerksbetreiber, der einen langanhaltend hohen Preisunterschied zwischen zwei Regionen beobachtet, investiert möglicherweise in den Bau eines neuen Kraftwerkes in der Hochpreisregion, dementsprechend werden Standorte für neue Kraftwerke marktorientiert bestimmt.

Engpassrenten aus einer expliziten Auktion verteilen sich sowohl auf Händler/Erzeuger als auch auf ÜNB. Händler erhalten den Preisunterschied abzüglich des für ein Übertragungsrecht gezahlten Preises, während Übertragungsnetzbetreiber ihre Einnahmen aus dem Verkauf der PTR gewinnen. Die Aufteilung der Renten unter den beteiligten Übertragungsnetzbetreibern erfolgt nach einem individuell vereinbarten Schlüssel.<sup>169</sup> Für die deutschen ÜNB beliefen sich die Einnahmen aus dem Engpassmanagement 2006 auf 636 Mio. Euro, von denen 338 Mio. Euro für Importe anfielen (2005: 215 Mio. Euro), 298 Mio. Euro für Exporte (2005: 119 Mio Euro).<sup>170</sup>

---

<sup>169</sup> Vgl. Frontier Economics (2006).

<sup>170</sup> Vgl. Bundesnetzagentur (2007b).

## 4.2.2 Praktische Ausgestaltung am Beispiel

### Deutschland – Niederlande

Da sich die konkreten Ausgestaltungen expliziter Auktionen nur geringfügig voneinander unterscheiden, wird hier beispielhaft die Chronologie der expliziten Auktion zwischen Deutschland und den Niederlanden herangezogen, dargestellt in Abbildung 4.2. Als zentrales Auktionsbüro fungiert TSO Auction BV, ein Tochterunternehmen des niederländischen ÜNB TenneT, welches die Auktionen zwischen Deutschland und den Niederlanden bzw. zwischen den Niederlanden und Belgien durchführt.<sup>171</sup> Sowohl für die Jahres- und Monatsauktion als auch für die *day ahead*-Vergabe der PTR sammelt das AO alle Kauforder, die Preisfindung erfolgt ebenfalls bei allen Auktionen nach dem oben beschriebenen Prinzip der marginalen Auktion.

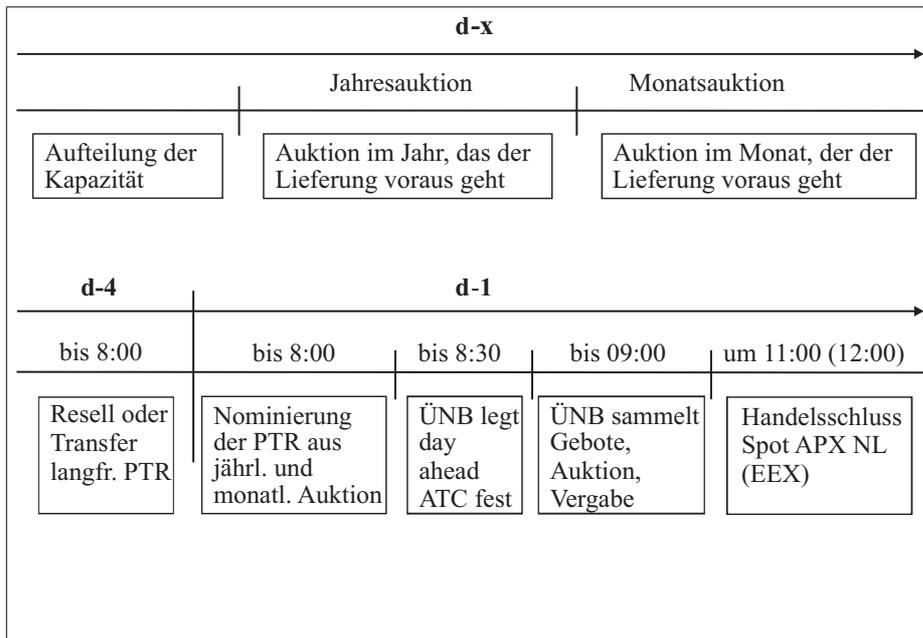


Abbildung 4.2: Explizite Auktionen am Beispiel Deutschland – Niederlande.

Anfangs wird von den betroffenen Auktionskoordinatoren<sup>172</sup> nach dem oben erläuterten, von der ETSO vorgegebenen Verfahren im Jahr vor der eigentlichen Lieferung die NTC festgelegt und dem Auktionsbüro übermittelt. Anschließend bestimmt letzteres die Höhe der Kapazität, die jeweils für die

<sup>171</sup> Es existiert kein Interkonnektor zwischen Deutschland und Belgien.

<sup>172</sup> RWE Transportnetz Strom GmbH, Eon, TenneT und Elia (Belgien).

Jahres-, Monats- und Tagesauktion zur Verfügung stehen soll. Danach findet die Jahresauktion statt<sup>173</sup>, im Monat vor der physischen Lieferung  $d$  schließlich die Monatsauktion.

Die PTR aus der Jahres- bzw. Monatsauktion können bis zu vier Tage vor der eigentlichen Lieferung an das AO zurückgegeben bzw. auf dem Sekundärmarkt gehandelt werden. Wurden sie am Tag vor der eigentlichen Lieferung  $d - 1$  bis 08:00 Uhr nicht nominiert, verfallen sie vollständig und die Käufer werden nicht entschädigt. Mit Nominierung der PTR setzen die Käufer nun den ÜNB darüber in Kenntnis, in welcher Höhe sie Kapazität verbindlich nutzen bzw. in welcher Höhe Kapazität für die tägliche Auktion frei wird. Nicht genutzte PTR stehen gemäß dem *use-it-or-lose/sell-it*-Prinzip dem Markt wieder zur Verfügung und fließen in die neuerliche Berechnung der ATC für die *day ahead*-Auktion ein. Diese wird bis 08:30 Uhr ermittelt und veröffentlicht, woraufhin der ÜNB im Anschluss daran bis 09:00 Uhr die *day ahead*-Kauforder sammelt und entsprechend dem oben beschriebenen Verfahren den Preis für ein PTR festlegt. Die Rechte aus der täglichen Auktion sind obligatorisch und können nicht zurückgegeben bzw. weiterverkauft werden, obwohl der Handelschluss auf den Spotmärkten erst um 11 bzw. 12 Uhr ist.

Auch wenn nach obiger Diskussion der Allokationsmechanismus expliziter Auktionen nicht transaktionsbezogen, transparent und vordergründig effizient erscheint und damit den Anforderungen der Stromhandelsverordnung genügt, so ist er doch mit einigen Ineffizienzen verbunden, die zum einen auf einer fehlenden Koordination zwischen den ÜNB, aber auch auf dem zeitlichen Auseinanderfallen des Kapazitäts- und Strommarktes beruhen. Diese werden im Folgenden herausgearbeitet. Vorher erfolgt jedoch eine Analyse des zugrunde gelegten Auktionsmechanismus.

---

<sup>173</sup> Die Versteigerung von Übertragungskapazität zwischen Deutschland und den Niederlanden für 2007 fand beispielsweise am 28. September 2006 statt. Die Monatsauktion findet jeweils am 10. Werktag des der Lieferung vorausgehenden Monats statt. Vgl. TSO Auction BV (2007).

### 4.2.3 Systemimmanente Ineffizienzen expliziter Auktionen

#### Der gewählte Auktionsmechanismus

PTR werden nicht nur auf einen Bieter übertragen, sondern auf mehrere Marktteilnehmer verteilt. Da weiterhin zum Zeitpunkt der Versteigerung den Bietern nicht klar ist, welchen Wert diese bei Ausübung tatsächlich erreichen – dieser hängt von der Preisdifferenz ab – ist Übertragungskapazität als teilbares Gut, dem ein objektiver, aber geschätzter Marktwert beigemessen wird, zu klassifizieren.<sup>174</sup> Hierdurch ergeben sich in Bezug auf den Auktionsmechanismus verschiedene Konsequenzen, weswegen im folgenden einige Alternativen zur marginalen Auktion betrachtet werden sollen.

Der derzeit implementierte geschlossene Auktionsmechanismus sorgt zwar dafür, dass Bieter mit der höchsten Zahlungsbereitschaft auch ein PTR erhalten. Da dieses allerdings einen Wert hat, der im Vorfeld nicht genau prognostizierbar ist, ist eine Überschätzung des Preisunterschiedes und damit ein *winner's curse* möglich. Eine Integration der Informationen anderer Bieter in das eigene Kalkül kann nicht erfolgen, was sich jedoch über die Einführung einer dynamischen Auktion erreichen ließe.<sup>175</sup> Jeder bietet anfangs in der Höhe des eigenen geschätzten Wertes der Übertragungskapazität, woraufhin die Ergebnisse dieses ersten Durchgangs veröffentlicht werden. Dadurch erhält jeder Bieter Informationen über die Wertschätzung der anderen Bieter und damit auch über den objektiven Wert des PTR selbst und kann so gegebenenfalls sein Gebot anpassen.<sup>176</sup> Zum einen wird auf diese Art der *winner's curse* abgemildert, außerdem könnte die Diskrepanz zwischen dem Preis eines Übertragungsrechtes und der Preisdifferenz verringert werden.<sup>177</sup>

Auf der anderen Seite erhöhen sich durch eine dynamische Auktion die Transaktionskosten. Insbesondere bei *day ahead*-Auktionen, denen ohnehin nur

---

<sup>174</sup> Vgl. Krishna (2002).

<sup>175</sup> Vgl. Frontier Economics (2006). Eine dynamische Auktion wird bspw. bei der Versteigerung von Übertragungsrechten zwischen Frankreich und Großbritannien eingesetzt.

<sup>176</sup> Vgl. McAfee (1987).

<sup>177</sup> Auch besteht die Möglichkeit eines vollständigen Rückzugs aus der Auktion, so dass sich die Gebote, die physische Falschlieferungen nach sich ziehen würden, verringern.

ein begrenzter Zeitraum zur Verfügung steht, könnte sich dieses als problematisch erweisen, weswegen eine Einführung dynamischer Auktionen – sofern ein *Winner's Curse*<sup>178</sup> vorliegt – allein auf jährlicher und monatlicher Basis zu befürworten wäre. Unternehmen, die einen Informationsvorsprung haben, sind allerdings nicht bereit, diesen frühzeitig preiszugeben – der oben genannte Vorschlag würde dementsprechend zu einer möglichst späten Gebotsabgabe führen. Hierdurch würde der Markt für langfristige PTR aber einen Liquiditätsverlust erleiden und sogar vollständig zum Erliegen kommen, gäbe es keinen langfristigen OTC-Handel. Außerdem nehmen in beiden Fällen Unternehmen, deren Informationen für die Preisbildung relevant sind, nicht am langfristigen Markt teil, wodurch zum einen der langfristige Preis verzerrt wird<sup>179</sup>, sich zum anderen das Problem der geschlossenen Auktion lediglich auf die *day ahead*-Märkte verlagert.

Anstelle einer *unit price*-Auktion, aus der ein einheitlicher Preis für alle resultiert, wäre für die Vergabe physischer Übertragungsrechte auch die Einführung einer *pay as bid*-Auktion bzw. Gebotspreisauktion als perfekte Preisdiskriminierung denkbar. Hier leistet jeder Bieter eine Zahlung entsprechend seines Gebotes, wobei der Verkäufer aus theoretischer Sicht mit Hilfe dieses Auktionsmechanismus den höchstmöglichen Erlös erzielt.<sup>180</sup> Bei der Versteigerung von Engpasskapazitäten schätzen aber Käufer das letzte noch akzeptierte Gebot, welches als Referenz für ihr eigenes Gebot dient. Nicht nur, dass diese Vorgehensweise den Auktionserlös verringert, sie impliziert gleichzeitig Gebote unterhalb der wahren Zahlungsbereitschaft, so dass der echte Preis für Übertragungskapazität nicht realisiert wird und dessen Signalfunktion in Bezug auf die Knappheit von Übertragungskapazität nicht mehr erfüllt werden kann.<sup>181</sup> Außerdem ist nicht mehr ersichtlich, welcher Bieter am günstigsten produzieren kann, wer also aufgrund seiner geringen Erzeugungsgrenzkosten am meisten für ein physisches Übertragungsrecht zahlen *würde*. Unter der Annahme, dass

<sup>178</sup> Nach den Ergebnissen in Kapitel 5 kann dieses ausgeschlossen werden.

<sup>179</sup> Gebhardt (2007) et al. weisen mit Hilfe eines vollständig offenbarenden rationalen Erwartungsgleichgewichtes nach Grossman (vgl. Grossman (1976)) nach, dass durch die Abwesenheit einiger Akteure die Streuung der Kapazitätspreise um die Preisdifferenz steigt, die Prognosegenauigkeit also sinkt.

<sup>180</sup> Vgl. Klemperer (1999).

<sup>181</sup> Vgl. Ockenfels (2008).

die Auktion unendlich oft wiederholt wird, folgt außerdem, dass die Schätzung des marginalen Gebots immer genauer wird, was aus der *pay as bid*- eine marginale Auktion werden lässt.<sup>182</sup>

### Saldierungspflicht der ÜNB

Werden entgegengesetzte Ströme nicht gegeneinander aufgerechnet, kommt es zu einer unvollständigen Ausnutzung der Übertragungskapazität. Aus diesem Grunde sind Übertragungsnetzbetreiber durch Art. 6(5) der Stromhandelsverordnung zur Koordination, d.h. zur Saldierung gegenläufiger Kapazitätsbuchungen verpflichtet. Dadurch erhöht sich die ATC, die in der darauffolgenden Auktion versteigert werden kann. Allerdings ist diese nur dann durchführbar, wenn die optionalen in obligatorische PTR umgewandelt wurden, also ausschließlich nach Nominierung der reservierten Übertragungsrechte. Zwischen Deutschland und den Niederlanden ist demnach eine Saldierung der Jahres- bzw. Monatsauktionen möglich<sup>183</sup>, nicht jedoch der *day ahead*-Auktion. Zwar sind die dort versteigerten Rechte obligatorisch, da aber keine *Intraday*-Auktion stattfindet, auf der die durch Saldierung freigewordene Kapazität der *day ahead*-Auktion gehandelt werden könnte, kann es zu einer möglichen Unterauslastung der Übertragungsleitung kommen. Es wird nicht die maximal mögliche Kapazität seitens des ÜNB zur Verfügung gestellt und Kraftwerke in der Niedrigpreisregion kommen trotz unbeschränkter Kapazität nicht zum Einsatz, wodurch die Preisdifferenz auf einem unnötig hohen Niveau verbleibt. *Intraday*-Auktionen sind zwar gemäß den Leitlinien zur Stromhandelsverordnung seit dem 01. Januar 2008 verpflichtend, trotzdem wurden diese zwischen Deutschland und den Niederlanden noch nicht etabliert. Zwischen Deutschland und Frankreich dagegen können Gebote der Tagesauktion ab 14:00 Uhr saldiert werden. Die neuerliche Berechnung der ATC bezieht daher neben den nicht genutzten PTR auch die sich aufhebenden Gebote mit ein und erhöht somit für die darauf folgende *Intraday*-Auktion die Kapazität.

---

<sup>182</sup> Vgl. Knops (2001).

<sup>183</sup> Die Nominierung erfolgt um spätestens 08:00 Uhr, die *daily auction* findet erst um 09:00 Uhr statt.

## Berücksichtigung von Ringflüssen

Ein weiterer entscheidender Nachteil ist die fehlende Berücksichtigung von Ringflüssen. Transaktionen zwischen zwei Ländern *be-*, aber auch *entlasten* die umliegenden Netze. Diese externen Effekte der Netznutzung werden bei einer NTC-basierten Bestimmung der ATC nicht berücksichtigt, so dass es zu einer unvollständigen Auslastung der Leitung kommen kann.<sup>184</sup> Die Umstellung auf eine flussbasierte Ermittlung könnte dem entgegenwirken. Hierbei muss allerdings der *Trade-off* zwischen erhöhter Effizienz und steigender Komplexität gelöst werden.<sup>185</sup> Außerdem muss die Zusammenarbeit der ÜNB erweitert werden: Während die Koordination entgegengesetzter Flüsse schon zwischen zwei ÜNB möglich ist, erfordert die Umstellung auf eine PTDF-basierte Methode die Kooperation von wenigstens drei Übertragungsnetzbetreibern. Hinzu kommen weitere Aspekte, die eine Umstellung erschweren:

Erst *nachdem* alle PTR nominiert, d.h. durch ein entsprechendes Stromgeschäft vervollständigt wurden, ist bekannt, welche Stromflüsse auftreten und wie hoch die tatsächliche ATC ist. Allerdings findet bei expliziten Auktionen die Kapazitätsvergabe statt, *bevor* die Gebote auf dem Spotmarkt abgegeben wurden.<sup>186</sup> Der durch die Auktion generierte Lastfluss könnte dementsprechend die tatsächlich verfügbare Übertragungskapazität übertreffen, so dass es möglicherweise zu einer nachträglichen Ablehnung bestimmter Transaktionen kommen kann. In diesem Fall werden als erstes die geringsten Gebote für Übertragungsrechte nachträglich abgelehnt, solange bis nur noch diejenigen Transaktionen durchgeführt werden, die die Netzstabilität nicht gefährden.<sup>187</sup> Da noch kein Zuschlag erteilt wurde, verlieren die Übertragungsrechte hierdurch nicht den sicheren Status, obwohl die Auktion bereits beendet ist. Trotzdem erhöht sich das Grenzgebot, so dass der Zielkonflikt zwischen einem sicheren Netzbe-

---

<sup>184</sup> Vgl. Kapitel 3.2.3.

<sup>185</sup> Bei einer reinen impliziten Auktion ist die Umstellung von NTC- auf flussbasierte Vergabe der Kapazität mit keinerlei Schwierigkeiten verbunden, da Marktteilnehmer noch immer den Strom an der Börse kaufen bzw. verkaufen. Die Bestimmung der ATC findet ohnehin erst nach Eingang der Gebote statt.

<sup>186</sup> Bei flussbasierten expliziten Auktionen wird der maximal mögliche Lastfluss einer Leitung versteigert. Anschließend werden die aus den kommerziellen Transaktionen generierten Lastflüsse für jeden Interkonnektor aufsummiert.

<sup>187</sup> Vgl. ETSO (2007c).

trieb sowie einem transparenten Allokations- und Preisbildungsmechanismus zu lösen ist.

Darüber hinaus konkurrieren bei lastflussbasierter Vergabe *alle* explizit ersteigerten Übertragungsrechte miteinander. Eine kommerzielle Transaktion auf einer unbeschränkten Leitung hat Einfluss auf die Übertragungskapazität einer benachbarten beschränkten Leitung. Während dieses bei NTC-basierter Bestimmung außer acht gelassen wurde, kann mithilfe der PTD-Faktoren dieser Effekt bestimmt werden. Dementsprechend besteht eine Nachfrage nach dieser beschränkten Übertragungskapazität selbst dann, wenn diese vom Kontraktpfad nicht betroffen ist. Die Netznutzungskosten und -entlastungen durch Ringflüsse könnten auf diese Weise internalisiert und wenigstens anteilig zwischen allen Akteuren, die an einer Auktion eines bestimmten Interkonnektors teilgenommen haben, aufgeteilt werden. Damit ist allerdings die Zahlung der Inter-TSO-Kompensation hinfällig, was in einer Anpassung der Netznutzungsentgelte resultieren würde. Da Ringflüsse nicht mehr über diese sozialisiert würden, müssten neue Regelungen geschaffen werden, die je nach Ex- bzw. Importsituation eines Landes von Vor- bzw. Nachteil für den betroffenen ÜNB bzw. Marktakteur sind. Randländer haben dementsprechend kein Interesse an der Etablierung eines lastflussbasierten Vergabemodells.<sup>188</sup>

## Unsicherheit

Der Markt für PTR liegt außerdem zeitlich vor dem Handelsschluss auf Stromspotmärkten. Noch bevor also feststeht, wie hoch der Preisunterschied tatsächlich ist, verkauft der ÜNB an Händler und Erzeuger physische Kapazität – und zwar in Richtung der *erwarteten* Hochpreisregion zu einem Preis, der dem *erwarteten* Spread der Spotpreise entspricht. Im besten Fall entspricht die erwartete der tatsächlichen Preisdifferenz.<sup>189</sup> Die Exaktheit der Gebote hängt

<sup>188</sup> Weiterhin belastet eine kommerzielle Transaktion jede Leitung innerhalb des Verbundnetzes. Es könnte vorkommen, dass ein ÜNB eine so geringe Kapazität anbietet (im Extremfall 0), dass die Summe aller Flüsse der umliegenden Leitungen die Kapazität dieses Interkonnektors sofort übertrifft, keine zusätzlichen Transaktionen mehr aufgenommen werden können und damit die Preisdifferenz steigt. Diese Möglichkeit ist für vertikal integrierte Unternehmen besonders interessant.

<sup>189</sup> Anders formuliert sollte der Preis eines PTR in Richtung Hochpreisregion um einen Euro steigen, wenn die Preisdifferenz sich um einen Euro erhöht. Nur dann kommen die

jedoch von der Güte der Spotpreisprognose in beiden Regionen ab, eine genaue Vorhersage der Spotpreis*differenz* ist vor allem für kleinere Erzeuger/Händler demnach eher unwahrscheinlich, während große Konzerne diesbezüglich über bessere finanzielle und personelle Möglichkeiten verfügen.

Nichtsdestotrotz hat die Fehleinschätzung der Preisunterschiede Auswirkungen sowohl auf den einzelnen Händler/Erzeuger, der (keine) Übertragungsrechte ersteigert hat, als auch auf die Kosten der Stromerzeugung insgesamt. Auswirkungen der möglichen Ergebnisse werden im Folgenden erläutert:

**Fehleinschätzung der Engpassrichtung** Die offensichtlichste Auswirkung dieser zeitlichen Diskrepanz zwischen Kapazitäts- und Spotmärkten ist die Fehleinschätzung des Vorzeichens der Preisdifferenz. Marktakteure, die ein PTR in Richtung der Niedrigpreisregion ersteigert haben, werden nach einer erneuten Prognose der Spotpreise möglicherweise feststellen, dass diese wertlos sind und sie verfallen lassen, wodurch ihnen ein Verlust in Höhe des Preises für ein PTR abzüglich des Verkaufserlöses durch *Transfer-* oder *Resell-*Maßnahmen entsteht.<sup>190</sup> Eine effiziente Produktion findet allerdings noch immer statt. Werden aber PTR in Richtung der zukünftigen Niedrigpreisregion *nominiert*, so werden Kraftwerke zur Stromerzeugung herangezogen, deren Grenzkosten oberhalb derjenigen Kraftwerke aus der Niedrigpreisregion liegen. Nicht nur, dass Käufer solcher PTR Strom lediglich zum geringeren Preis verkaufen können und außerdem die Kosten für das Übertragungsrecht zu tragen haben – die Stromproduktion hätte bei richtiger Einschätzung der Preisdifferenz auch insgesamt kostengünstiger erfolgen können und diese sog. „physischen Falschlieferungen“ hätten vermieden werden können.<sup>191</sup>

Diese können sowohl bei Jahres- und Monatsauktionen, zwischen Deutschland und den Niederlanden aber auch bei täglichen Auktionen auftre-

---

günstigsten Kraftwerke zum Einsatz und der Preisunterschied wird minimiert.

<sup>190</sup> Fraglich ist allerdings, ob es für ein Übertragungsrecht in die offensichtlich falsche Richtung überhaupt Käufer gibt.

<sup>191</sup> Würden Übertragungsrechte in Richtung Hochpreisregion A nominiert und die entsprechenden Fahrpläne fixiert, produziert ein teureres Kraftwerk aufgrund seiner Lieferverpflichtungen, obwohl in B Erzeugungskapazitäten mit geringeren Grenzkosten eingesetzt werden könnten. Diese kommen aber nicht zum Zuge, da jedem Stromgeschäft ein Kapazitätsgeschäft unterliegen muss.

ten. Die langfristigen Gebote für Kapazität werden hier zwar saldiert, was für die Tagesauktion eine erhöhte ATC impliziert, aber eine falsche Antizipation des Preisunterschiedes nicht ausschließt. Zwischen Deutschland und Frankreich dagegen erfolgen die Nominierungen der *day ahead*-Auktion erst um 14:00 Uhr, während die Bekanntgabe der Spotpreise um 11:00 (Pownext) bzw. 12:00 Uhr (EEX) erfolgt, so dass physische Falschlieferungen hier ausschließlich bei langfristigen Auktionen, nicht aber bei der *day ahead*-Vergabe auftreten können.

Indem Marktteilnehmer jedoch ein entgegengesetztes Geschäft tätigen, können sie sich gegen dieses Preisrisiko absichern. Ein Marktteilnehmer, der in der jährlichen bzw. monatlichen Auktion ein PTR in Richtung Dänemark ersteigert hat, stellt möglicherweise fest, dass der Strompreis in Dänemark wahrscheinlich geringer ausfällt als der deutsche, so dass ein Recht in die falsche Richtung gekauft wurde. Da dieses aber bereits nominiert wurde, muss der Teilnehmer dieser Lieferverpflichtung nachkommen, d.h. den Strom zum günstigen Preis nach Dänemark verkaufen. Gleichzeitig kann er aber auch ein Übertragungsrecht in Richtung Deutschland in der täglichen Auktion kaufen und so den Strom in Dänemark günstig kaufen und gleichzeitig verkaufen. Den Strom aus seiner eigenen Erzeugung verkauft er zum hohen Preis an der deutschen Strombörse. Mehrausgaben entstehen ihm durch den Kauf des Übertragungsrechtes nach Deutschland. Solange diese aber geringer sind als der Preisunterschied zwischen Deutschland und Dänemark, erzielt er mit dieser Vorgehensweise höhere Einnahmen als ohne den Kauf eines zusätzlichen PTR.<sup>192</sup>

**Es kommt kein Preis in Richtung des Engpasses zustande** In diesem Fall wurden nicht alle Rechte vergeben, obwohl dieses sinnvoll gewesen wäre.<sup>193</sup> Dieses resultiert in einem Verlust von Arbitragemöglichkeiten, da der Export des eigenen Stroms ins Ausland zwar lohnenswert gewesen wäre, aber aufgrund einer Unterschätzung der Preisdifferenz unterlassen wurde. Kraftwerke, deren Grenzkosten unterhalb derjenigen der Hochpreisregion liegen, kommen nicht zum Einsatz. Zwar finden unter der Annahme, dass keine PTR in die

---

<sup>192</sup> Vgl. Kristiansen (2007b).

<sup>193</sup> Wurde die Kapazität vollständig vergeben, kommt aber kein Preis zustande, so liegt das Grenzgebot bei Null.

Niedrigpreisregion verkauft wurden, keine physischen Falschlieferungen statt, allerdings wird auch keine grenzüberschreitende *Merit order* gebildet, so dass die Übertragungskapazität nicht voll ausgeschöpft wird und nicht zwangsweise auch die günstigsten Kraftwerke zum Einsatz kommen.

**Die Preisdifferenz wurde unter- bzw. überschätzt** Wird ein Preis unterhalb des tatsächlichen Preisunterschiedes in Richtung des Engpasses realisiert, so besteht einerseits die Möglichkeit physischer Falschlieferungen, in jedem Fall aber fällt das Einkommen des ÜNB zu gering aus. Unter der Annahme, dass Gebote in Abhängigkeit der Erzeugungsgrenzkosten abgegeben wurden, kommen nun diejenigen Bieter zum Zuge, die weniger als den Preisunterschied bieten. Haben aber nicht alle Erzeuger am grenzüberschreitenden Stromhandel teilgenommen, werden Kraftwerke, deren Grenzkosten unterhalb derjenigen der erfolgreichen Bieter liegen, auf diese Weise nicht in die Bildung der überregionalen *Merit order* einbezogen.<sup>194</sup> Ist dieses nicht der Fall und *jeder* Anbieter nimmt am Markt für PTR teil, so sollten insbesondere etablierte Anbieter einen Informationsvorsprung bzgl. der Preisdifferenz haben, so dass sich unter Wettbewerbsbedingungen wiederum der effiziente Preis einstellen sollte. Näher liegt daher die *bewusste* Abgabe von Geboten unterhalb der erwarteten Preisdifferenz. Dieses ist nur dann gefahrlos zu bewerkstelligen, wenn zwischen den Bietern Absprachen getroffen wurden, die den Preis nach oben beschränken.<sup>195</sup> Um höhere Einnahmen zu realisieren, lohnt es sich für den ÜNB umso mehr, die Engpässe künstlich auf einem hohen Niveau zu halten, d.h. auf den Ausbau grenzüberschreitender Leitungen zu verzichten.

Wurde für PTR in die richtige Richtung zuviel bezahlt, gehen auch hier für Marktakteure Gewinnmöglichkeiten verloren. Ansonsten kommt es zu keinen Ineffizienzen, da noch immer diejenigen Erzeuger produzieren, die die

---

<sup>194</sup> An der täglichen Auktion zwischen Deutschland und Frankreich haben 2008 im Schnitt ca. 15 Bieter teilgenommen, an der monatlichen etwa 18. Vgl. [www.rte-france.com](http://www.rte-france.com).

<sup>195</sup> Verschachtelte Eigentümerstrukturen der Handelsgesellschaften könnten verschleiern, dass ein Großteil der erfolgreichen Bieter zum selben Erzeuger gehört. Hierdurch umgeht dieser mögliche Maximalmengen in der Auktion und kleineren Unternehmen, denen die finanziellen Mittel zur Bildung mehrerer Gesellschaften fehlen, wird der Zugang zum grenzüberschreitenden Handel erschwert bzw. verwehrt. Vgl. Interview mit Tanja Bäckenecker (BNetzA) am 29.07.2008.

höchsten Gebote abgegeben und von daher auch die geringsten Grenzkosten haben.

**Langfristiger Dispatch** Neben diesen preislichen Unsicherheiten ist insbesondere bei der Vergabe langfristiger PTR nicht klar, ob der Inhaber des Rechts zum Zeitpunkt der Lieferung auch tatsächlich der günstigste Anbieter ist. Veränderte Rohstoffpreise, aber auch die Inbetriebnahme neuer günstiger Kraftwerke können eine anfangs effiziente Allokation zu einem späteren Zeitpunkt ineffizient machen.<sup>196</sup>

### Der Optionscharakter langfristiger PTR

Der Optionscharakter eines PTR aus der jährlichen bzw. monatlichen Auktion lässt sich anhand folgender Überlegungen gut verdeutlichen: Treten bspw. in beide Richtungen positive Kapazitätspreise auf, so gehen auf beiden Seiten des Engpasses Marktteilnehmer davon aus, die Hochpreisregion läge jeweils jenseits der Grenze. Obwohl dieses niemals gleichzeitig eintreten kann, wurde trotzdem in beide Richtungen nominiert. Zum einen *muss* es in dieser Situation zu physischen Falschliefereien kommen, da die Einschätzung einer Seite definitiv falsch ist, zum anderen *können* die Kapazitäten nicht ausgelastet sein, da (nach der Nominierung) in beide Richtungen jeweils ein entsprechender Stromkontrakt geschlossen wurde. Diese heben sich jedoch gegenseitig auf. Der positive Preis in beide Richtungen muss allerdings nicht unbedingt etwas mit fehlerhaften Prognosen zu tun haben, da aufgrund der Unsicherheit in beide Richtungen der Übertragungsleitung eine Wahrscheinlichkeit für eine positive Preisdifferenz besteht. Da PTR außerdem nicht verwendet werden *müssen*, hat allein die Option auf Stromübertragung einen positiven Wert. Positive Preise für Übertragungsrechte in beide Richtungen sind daher rational.<sup>197</sup>

Auf der anderen Seite bringt die Preisdifferenz zweier getrennter Märkte ein erhöhtes Preisrisiko mit sich, was andersherum den Wert eines PTR verringert. Bei *day ahead*-Auktionen sollte er geringer sein als die Preisdifferenz

---

<sup>196</sup> Vgl. Lyons (2000).

<sup>197</sup> Vgl. Gebhardt (2007).

$d - 1$ , bei monatlichen bzw. jährlichen Auktionen sollte der Preis für PTR etwa dieselbe Größenordnung haben wie die Differenz der Forward-Preise, die zum Zeitpunkt der Auktion für denselben Zeitraum beobachtet werden.<sup>198</sup> Er sollte aber ex post geringer ausfallen als der theoretische Preis für Kapazität, sprich der Preisdifferenz.<sup>199</sup> Dieses liegt unter anderem an der Einpreisung von Ausfallrisiken. Ob das PTR nutzbar ist oder nicht, hängt von der technischen Verfügbarkeit der Leitung ab<sup>200</sup>, die als zusätzliches Risiko den Wert der Option verringert.

Je geringer allerdings der Abstand zwischen dem Kauf eines PTR und tatsächlicher Fahrplanabgabe ist, desto geringer sind die Unsicherheiten bzgl. der Spotpreisdifferenz und desto unwahrscheinlicher ist auch das Auftreten von Ineffizienzen. Ein *Intraday*-Handel mit Kapazität, der stattfindet, *nachdem* die Spotpreisdifferenz ermittelt wurde, unterbindet also die Möglichkeit des Kaufs in die falsche Richtung. Erzeugungskapazitäten, die im Niedrigpreisland kurzfristig verfügbar sind, können ihren Strom über die verbliebene freie Kapazität in das Hochpreisland verkaufen und so zu einer besseren Ausnutzung der Übertragungskapazitäten beitragen.<sup>201</sup> Händler bzw. Erzeuger müssen hierfür jedoch das *Stromgeschäft* abschließen, noch bevor sie wissen, ob sie ein PTR erhalten oder nicht. Daher wird nun zum einen die Unsicherheit auf dem Spotmarkt eingepreist, zum anderen erhöht sich die Wahrscheinlichkeit offener Positionen (siehe Kapitel 4.7).

### Strategisches Verhalten

Durch das zeitliche Auseinanderfallen von Strom- und Kapazitätsmarkt bei expliziten Auktionen besteht weiterhin die Möglichkeit strategischen Verhaltens. Die Aufteilung der Kapazität wird den Stromproduzenten mitgeteilt, bevor sie über den tatsächlichen Preisunterschied informiert sind. Dementsprechend

<sup>198</sup> Die Bewertung langfristiger Übertragungsrechte in Kapitel 5 basiert auf dieser Überlegung.

<sup>199</sup> Vgl. Commission de Régulation de l'Énergie (2007). Kapitel 5 nutzt zur Kalibrierung eines europäischen Calls eben jene Beziehung.

<sup>200</sup> „*firmness of capacity*“.

<sup>201</sup> Die Ausnutzung dieser Effizienzsteigerung ist aber durch die Verfügbarkeit flexibler Kraftwerke begrenzt. Vgl. Frontier Economics (2006).

könnte ein marktmächtiger Produzent nach Bekanntgabe der Auktionsergebnisse durch die Variation seiner Erzeugung<sup>202</sup> den inländischen Preis in die für ihn günstigste Richtung steuern. Dies wird umso wahrscheinlicher, je höher die Anzahl seiner ersteigerten PTR ausfällt. Ein marktmächtiger Erzeuger in der Hochpreisregion A, der außerdem mit wenigen Kraftwerken in der Niedrigpreisregion B ausgestattet ist, hat beispielsweise einen hohen Anteil der Übertragungskapazität von B nach A ersteigert. Der letztendliche Fahrplan steht allerdings weder für A noch für B fest. Für ihn besteht in dieser Situation ein Anreiz zur Zurückhaltung seiner Kapazität in A, so dass der Preisunterschied noch größer und damit für ihn günstiger ausfällt<sup>203</sup>, weswegen für die meisten expliziten Auktionen Höchstmengen pro Bieter festgelegt wurden.

#### 4.2.4 Empirischer Nachweis der Ineffizienz:

##### Deutschland – Niederlande

Für den empirischen Nachweis der Diskrepanz zwischen der Spotpreisdifferenz und Kapazitätspreis wurden beispielhaft die Kuppelstellen zwischen Deutschland und den Niederlanden herangezogen. zu beachten ist allerdings, dass zwischen beiden Ländern mehrere Leitungen existieren, die sich in den Gebieten zweier ÜNB befinden. Daher werden auch zwei Auktionen durchgeführt, und zwar sowohl für die Leitungen zwischen RWE und TenneT als auch für diejenigen zwischen Eon und TenneT. Gäbe es in den Niederlanden verschiedene Preiszonen, so würde sich hieraus eine genauere Bepreisung des Engpasses einstellen. Da dieses jedoch nicht der Fall ist, verursachen zwei getrennte Märkte, auf denen dasselbe Gut versteigert wird – nämlich Kapazität zwischen Deutschland und den Niederlanden – lediglich unnötige Transaktionskosten.<sup>204</sup>

Als zentrales Auktionsbüro fungiert das *TSO Auction Office BV*, ein Tochter-

<sup>202</sup> Die Abgabe eines Gebotes auf dem Spotmarkt oberhalb der eigenen Grenzkosten führt zum gleichen Ergebnis, wenn hierdurch die *Merit order* verändert wird und anstelle eines günstigen Kraftwerkes eines mit höheren Grenzkosten eingesetzt wird.

<sup>203</sup> Vgl. Frontier Economics (2006).

<sup>204</sup> Darüber hinaus werden zwei Jahresauktionen durchgeführt, eine im September, eine im November eines jeden Jahres. Da die Gebote aus der September-Auktion allerdings Signale über die erwartete Preisdifferenz liefern, besteht der Anreiz einer späteren Gebotsabgabe, d.h. im November. Aus diesem Grund sind auch hier zwei Auktionen unnötig.

unternehmen des niederländischen ÜNB TenneT.

Kapitel 2.3.2 hat bereits gezeigt, dass der Spotpreis der niederländischen APX fast durchgängig oberhalb des deutschen Phelix liegt. Ein Engpass besteht dementsprechend lediglich in Richtung Niederlande, was durch Tabelle 4.1 verdeutlicht wird, in der die Ergebnisse der täglichen Auktion 2007 für Werktage und *peak*-Stunden zusammengefasst wurden. Während der Mittelwert  $\mu$  für beide Auktionen in Richtung Niederlande bei über 4 Euro/MWh lag, betrug er in Richtung Deutschland gerade einmal 0,02 (RWE) bzw. 0,03 Euro/MWh (Eon). Auffällig bei beiden Auktionen ist der sehr geringe Median  $\epsilon$ . In Richtung Niederlande sind die Hälfte aller Gebote geringer als 1,39 (RWE) bzw. 1,17 Euro/MWh (Eon), wohingegen der Median in die entgegengesetzte Richtung 0 beträgt.

Liegt eine positive (negative) Preisdifferenz<sup>205</sup>  $\Delta P > 0$  ( $\Delta P < 0$ ) vor – definiert als  $p_{NL} - p_{DE}$  – so beträgt deren Mittelwert  $\mu$  12,76 (-9,35) Euro/MWh. Die Streuung um den Mittelwert ist hier ähnlich stark wie bei den Preisen für PTR, was sich an einem relativ geringen  $\epsilon$  von 5,61 (-4,17) Euro/MWh und an einer Standardabweichung  $\sigma$  von 31,34 (16,14) Euro/MWh zeigt.

	$\mu$	$\epsilon$	$\sigma$	<i>max</i>	<i>min</i>
$\Delta P > 0$	12,76	5,61	31,34	319,06	0,00
$\Delta P < 0$	-9,35	-4,17	16,14	-0,03	-120,98
Eon – TenneT	4,45	1,17	8,69	65,32	0,00
RWE – TenneT	4,21	1,39	7,25	49,10	0,00
TenneT – Eon	0,03	0,00	0,05	0,39	0,00
TenneT – RWE	0,02	0,00	0,04	0,29	0,00

Tabelle 4.1: Zusammenfassung der täglichen Auktion 2007 zwischen Eon bzw. RWE und TenneT.

Quelle: eigene Darstellung, TSO Auction Office BV.

Abbildung 4.3 zeigt darüber hinaus die Resultate der *day ahead*-Auktion  $p_{Kap}^{NL}$  in Richtung Niederlande für RWE und Eon.<sup>206</sup> Auf beiden Märkten wird dasselbe Gut gehandelt, nämlich das Recht auf eine physische MWh von DE

<sup>205</sup> Zugrunde gelegt wurden der Phelix *peak* bzw. APX *peak*.

<sup>206</sup> Tagesdurchschnittswerte.

nach NL. Zu erwarten wäre hier eine perfekte positive Korrelation, d.h. zum einen ein linearer Zusammenhang zwischen den Preisen mit einer Steigung von 1, aber auch eine Konstante von 0. Beides wird durch eine einfache OLS-Analyse der Kapazitätspreise auch bestätigt<sup>207</sup>, insofern reicht für den empirischen Nachweis der Ineffizienz die Untersuchung einer Zeitreihe, hier  $p_{Kap}^{NL}$  von RWE. Darüber hinaus liegt das Maximalgebot in Richtung Deutschland bei 0,29 Euro/MWh, während der durchschnittliche negative Preisunterschied bei etwa -9 Euro/MWh beträgt. Ein effizienter Zusammenhang zwischen  $\Delta P$  und  $p_{Kap}^{DE}$  hätte also auch in Richtung Deutschland in einem deutlich höheren Durchschnittsgebot resultieren sollen, so dass dieser von vorne herein ausgeschlossen werden kann. Betrachtet wird daher ausschließlich  $p_{Kap}^{NL}$ .

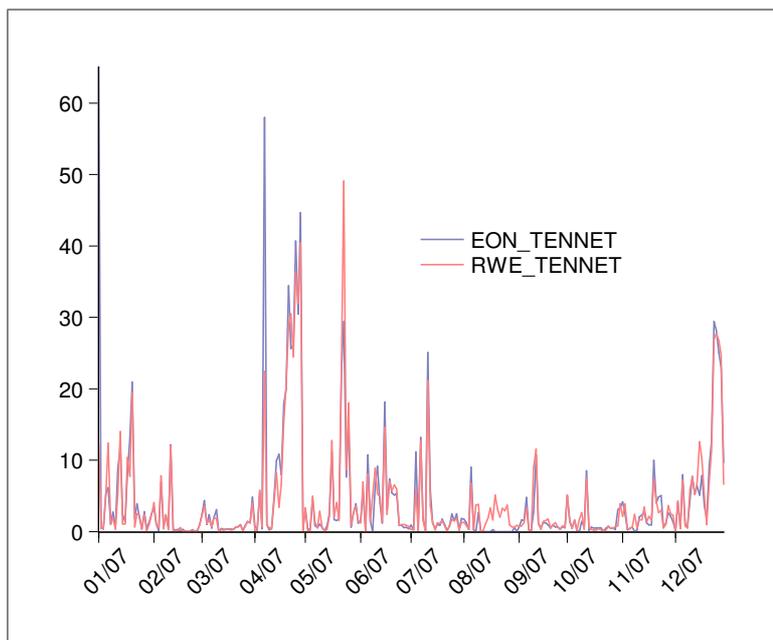


Abbildung 4.3: Auktionsergebnisse von RWE und Eon der täglichen Auktion 2007 (DE – NL, Durchschnitt Werktage, *peak*).

Quelle: eigene Darstellung, TSO Auction BV.

Abbildung 4.4 zeigt die Preisdifferenz der Spotpreise  $\Delta P$  und die Auktionsergebnisse zwischen TenneT und RWE in Richtung Niederlande. Es handelt sich jeweils um die Durchschnittswerte der Stunden 09:00 bis 20:00 Uhr der *day ahead*-Auktion für Wochentage, wobei wegen der besseren Darstellung  $-100 < \Delta P < 100$  gewählt wurde.<sup>208</sup> Da sich  $\Delta P$  als  $p_{NL} - p_{DE}$  definiert,

<sup>207</sup> Vgl. Anhang A.2. Hier wurde auch mithilfe des ADF-Tests eine Überprüfung der relevanten Zeitreihen auf Stationarität vorgenommen.

<sup>208</sup> Lediglich zwei Ausreißer wurden dadurch eliminiert.

sollte sich ein positiver Zusammenhang der Form

$$p_{Kap,t}^{NL} = c_t + \alpha \Delta P_t, \quad (4.1)$$

$$\frac{\delta p_{Kap}^{NL}}{\delta \Delta P} = \alpha = 1 \quad \text{und} \quad c = 0$$

zwischen beiden zeigen. Aber allein der Blick auf Abbildung 4.4 macht deutlich, dass die tatsächlichen Ergebnisse stark vom gewünschten arbitragefreien Ergebnis abweichen. Auch die Regressionsgleichung mit  $\alpha = 0,082150$  und  $c = 4,100278$  bestätigt dies. Datenpunkte, die sich rechts von  $\Delta P = 0$  befinden, sind zwar effizient, insofern als von den Käufern der PTR das Vorzeichen des Preisunterschiedes richtig antizipiert wurde, trotzdem wurde in den meisten Fällen selbiges unterschätzt und im Vergleich zum effizienten Preis ein zu geringes Gebot abgegeben.<sup>209</sup> Werte links von  $\Delta P = 0$  stehen für physische Falschlieferungen. Hier wurden PTR in Richtung Niederlande gekauft, obwohl  $\Delta P < 0$ , ein Export niederländischen Stroms nach Deutschland also effizient gewesen wäre. Offensichtlich sind im Jahre 2007 zwischen DE und NL genau jene Ineffizienzen aufgetreten, die in Kapitel 4.2.3 identifiziert wurden.<sup>210</sup>

Sowohl durch die theoretischen Überlegungen als auch durch die empirische Untersuchung wurden die systemimmanenten Ineffizienzen expliziter Auktionen nachgewiesen. Insbesondere wurde gezeigt, dass die Grenzgebote die Preisdifferenz systematisch unterschätzen, der Preis seine Signalfunktion also nur unzureichend erfüllt. Dieses kann zum einen in Absprachen zwischen Bietern, aber langfristig auch im Optionscharakter expliziter PTR begründet liegen, worauf Kapitel 5 ausführlich eingehen wird. Die nun einzuführenden impliziten Auktionen sind von solchen Ineffizienzen nicht betroffen.

---

<sup>209</sup> Gleiches gilt wegen des Maximalgebotes von 0,29 Euro/MWh auch für die entgegengesetzte Richtung.

<sup>210</sup> Ähnliche Ergebnisse für 2006 wurden auch für die Auktionen zwischen DE und F sowie DE und CH generiert.

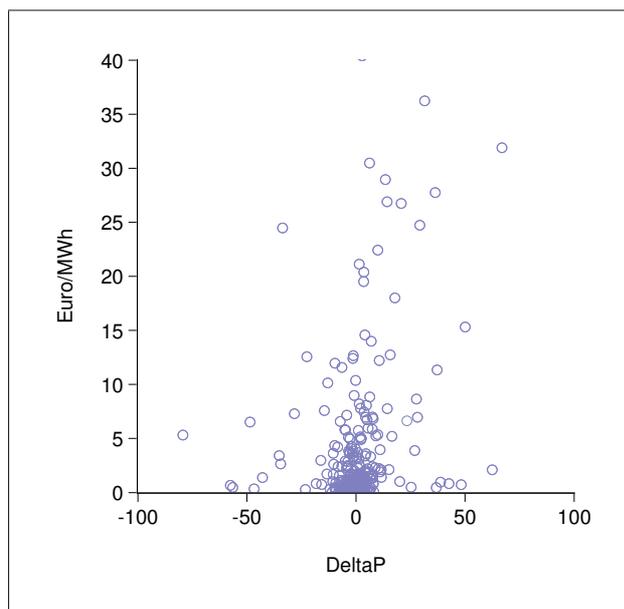


Abbildung 4.4: Auktionsergebnisse der täglichen Auktion 2007 Deutschland – Niederlande und Preisdifferenz.

### 4.3 Implizite Auktionen

Grundlegendes Charakteristikum impliziter Auktionen ist die simultane Klärung sowohl des Kapazitäts- als auch des Spotmarktes. Erst, wenn die Kauf- und Verkaufsoffer der Marktteilnehmer bzw. die zonenübergreifende *Merit order* bekannt sind, wird festgelegt, in welcher Höhe und in welche Richtung Strom exportiert wird. Es existiert lediglich ein Markt, physische Übertragungsrechte werden nicht ausgegeben. Kapazität wird *implizit nach* Bekanntwerden der Preisdifferenz durch ein unabhängiges Auktionsbüro vergeben, wodurch physische Falschlieferungen ausgeschlossen werden. Der so entstehende Spotpreis hat dadurch nicht nur eine Signalwirkung hinsichtlich der Erzeugungsknappheit, sondern beinhaltet zusätzlich ein Signal in Bezug auf die Knappheit von Transportkapazitäten.<sup>211</sup> *Nodal Pricing* sowie die beiden Ausgestaltungsmöglichkeiten des *Zonal Pricing*<sup>212</sup>, *Market Splitting* und *Market Coupling*, sind Ausprägungen eines solchen impliziten Verfahrens. Da letzteres allerdings in der Regel als Hybridmodell ex- und implizite Vergabemechanismen vereinigt, erfolgt zunächst eine Erläuterung der Funktionsweise der beiden erstgenannten. Neben dem jeweiligen Preisermittlungsverfahren werden

<sup>211</sup> Vgl. Abbildung 4.5.

<sup>212</sup> Diese Klassifizierung richtet sich nach De Vries (2002).

die dazugehörigen *Hedging*-Instrumente eingeführt und unter Zuhilfenahme der Ergebnisse aus Kapitel 4.2 den physischen Übertragungsrechten gegenübergestellt. Weiterhin wird diskutiert, aus welchem Grunde reine implizite Vergabemechanismen auf derzeitigen europäischen Strommärkten trotz ihrer offensichtlichen Vorteilhaftigkeit nicht zum Einsatz kommen.

### 4.3.1 Nodal Pricing

#### Preisermittlung im Falle eines Engpasses

*Nodal Pricing* wird derzeit zwar ausschließlich in verschiedenen amerikanischen Strommärkten<sup>213</sup> eingesetzt, trotzdem lassen sich mit seiner Hilfe grundlegende Prinzipien impliziter Auktionen verdeutlichen. Auch finanzielle Übertragungsrechte, die mittelfristig in *Market Coupling*-Regionen zum Einsatz kommen werden, haben im Nodalpreismodell ihren Ursprung. Es erfolgt nicht wie bei expliziten Auktionen im Vorfeld, sondern simultan mit der Ermittlung der Spotpreise auf dem Strommarkt. In Abhängigkeit der jeweiligen Last- und Engpasssituation kann für jeden Punkt im Netzsystem ein eigener Preis ermittelt werden. Dieser *Locational Marginal Price* (LMP) an einem solchen Knoten (Ein- bzw. Entnahmepunkt) entspricht dabei dem vollständigen lokalen Wert der *nächsten* erzeugten Einheit Strom, d.h. er beinhaltet neben den Erzeugungskosten auch die für Verluste und Netznutzung anfallenden Kosten (s. Abbildung 4.5).<sup>214</sup> Anbieter teilen dem sog. Poolmanager mit, zu welchem Preis sie an ihrem Knoten einzuspeisen bereit sind, Nachfrager geben umgekehrt für ihren Knoten Kauforder ab.<sup>215</sup> Jeder einzelne Knoten wird als ein separater Markt betrachtet.

$$\boxed{\text{LMP}} = \boxed{\text{GK}} + \boxed{\text{Verluste}} + \boxed{\text{Engpass}}$$

Abbildung 4.5: Zusammensetzung eines LMP.

Um das Prinzip des Nodalpreismodells zu verdeutlichen, wird die Preis-

<sup>213</sup> Pennsylvania, New Jersey, Maryland (PJM); Kalifornien; New York.

<sup>214</sup> Vgl. Bohn (1984).

<sup>215</sup> Ein Pool der ausschließlich angebotsseitige LMP erzeugt ist ebenso denkbar, Nachfrager werden dann zu Zonen zusammengefasst.

ermittlung im Falle eines Engpasses für vier verschiedene Knoten dargestellt.<sup>216</sup> Von Netzverlusten wird abstrahiert. Es existieren vier Knoten N, O, S, W, wobei in N der Strom nachgefragt wird, der in W und O erzeugt wird. Der Widerstand der vier dargestellten (gleichlangen) Leitungen unterscheidet sich nicht. Die Strecke WSON hat damit einen dreimal höheren Widerstand als die Strecke WN. Der Stromfluss verhält sich invers zum Widerstand und verteilt sich dementsprechend ausgehend von W zu  $\frac{3}{4}$  auf Leitung WN und zu  $\frac{1}{4}$  auf die Leitungen WS, SO und ON, während er von O zu  $\frac{3}{4}$  auf ON und zu  $\frac{1}{4}$  auf OS, SW und WN fließt.

An den Knoten W und O werden 120 MW zu 30 Euro/MWh bzw. 120 MW zu 35 Euro/MWh angeboten, in N 100 MW nachgefragt. Eine unbeschränkte Leitungskapazität impliziert eine Erzeugung in W in Höhe von 100 MW. Die nächste erzeugte Einheit bringt keine Veränderungen der Lastflüsse mit sich, so dass der Preis an jedem Knoten 30 Euro/MWh beträgt. Wird allerdings die maximale Übertragungskapazität auf 75,2 MW reduziert, so kann die *nächste* erzeugte Einheit nicht mehr durch das Kraftwerk in W geliefert werden, da diese einen über die Kapazitätsbeschränkung von WN hinausgehenden Fluss generiert. Zur Ermittlung des LMP wird aber gerade diese nächste Einheit herangezogen – das Kraftwerk in O muss bei einem Dispatch mit Engpass also aktiviert werden.

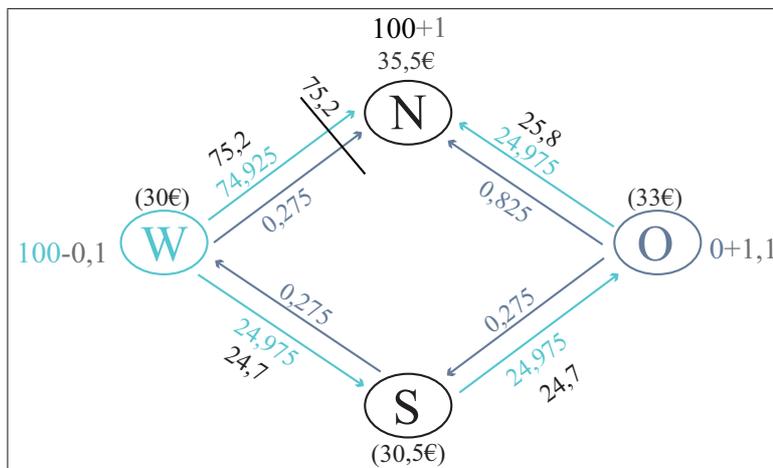


Abbildung 4.6: Ermittlung des LMP in N.

<sup>216</sup> Dieses Beispiel orientiert sich an Green (1998). Eine weitere Einführung ins *Nodal Pricing* findet sich u.a. bei Bjørndal (2002) et al.

Ziel ist es, die beschränkte Leitungskapazität voll auszuschöpfen, wobei sowohl die Lastflüsse aus W als auch aus O berücksichtigt werden müssen. Wie in Abbildung 4.6 dargestellt, wird dieses erreicht, wenn die Erzeugung in W um 0,1 MW reduziert und die in O um 1,1 MW erhöht wird. Der Preis  $p_N$  in N ergibt sich nun als Differenz zwischen den zusätzlichen marginalen Erzeugungskosten in O und den verringerten Kosten in W als

$$1,1 \text{ MW} * 35 \text{ Euro/MWh} - 0,1 \text{ MW} * 30 \text{ Euro/MWh} = 35,5 \text{ Euro/h.}$$

Um die lokalen Marktpreise für die anderen Knoten zu bestimmen, wird ermittelt, wie eine zusätzliche Nachfrageeinheit in O, S und W jeweils am günstigsten durch die Kraftwerke in W und O gedeckt werden kann. Es ergeben sich die Preise  $p_O = 33$ ,  $p_S = 30,5$  und  $p_W = 30$ <sup>217</sup>, zu denen in der jeweiligen Region abgerechnet wird. In der Hochpreisregion besteht daher sowohl ein Anreiz zur Reduktion des Verbrauchs, aber auch zur Erhöhung der Erzeugungskapazitäten, so dass auch von den lokalen Marktpreisen die richtigen wirtschaftlichen Signale ausgehen. Da LMP auch Ringflüsse berücksichtigen, wodurch *alle* von einem Netzknoten ausgehenden externen Effekte internalisiert werden, kann eine Preisdifferenz allerdings auch dann vorliegen, wenn kein Engpass zwischen zwei direkt benachbarten Knoten besteht – je nach Auswirkungen eines Knotens auf eine andere beliebige Leitung im Netz.

### Financial Transmission Rights

Anders als bei expliziten Auktionen ist es den Marktteilnehmern bei einem impliziten Vergabemodell nicht mehr möglich, direkt vom Preisunterschied zwischen verschiedenen Regionen zu profitieren. Transaktionen verlaufen anonymisiert über den Poolmanager, d.h. kein Marktteilnehmer ist darüber informiert, ob er ein grenzüberschreitendes Geschäft abgeschlossen hat oder nicht. Er wird ausschließlich mit seinem lokalen Marktpreis entlohnt. Damit aber dennoch eine Ausnutzung der interzonalen Preisdifferenzen erfolgen kann, exis-

---

<sup>217</sup> Für  $p_O$ : Erhöhung in O um 0,6 MW, in W um 0,4 MW. Für  $p_S$ : Erhöhung in O um 0,1 MW, in W um 0,9 MW. Eine zusätzliche Nachfrageeinheit in W verursacht keinen zusätzlichen Stromfluss,  $p_W$  verbleibt auf dem ursprünglichen Niveau.

tieren zum einen sog. *Financial Transmission Rights* (FTR) und in Skandinavien *Contracts for Differences*<sup>218</sup> die sich im Gegensatz zu physischen Übertragungsrechten durch einen rein finanziellen Charakter auszeichnen. Sie werden wie physische Übertragungsrechte in MW von einem Ort A zu einem Ort B notiert, verbriefen allerdings nicht das Recht auf eine bestimmte *physische* Kapazität, sondern dasjenige auf die *Auszahlung* der Preisdifferenz.<sup>219</sup>

Im obigen Beispiel entspricht der ökonomische Wert des Engpasses zwischen N und W der Differenz der LMP ( $35,5 - 30 = 5,5$  Euro/h). Diese verbleibt zunächst beim Poolmanager, der allerdings verpflichtet ist, den Inhabern finanzieller Übertragungsrechte die Preisdifferenz auszubezahlen.<sup>220</sup> Angenommen W hält ein obligatorisches FTR von W nach N in Höhe seines Angebotes von 59,9 MWh. Da die Differenz der LMP positiv ist, erhält er aus dem Clearing des FTR 329,45 Euro ( $5,5 \text{ Euro/MWh} * 59,9 \text{ MWh}$ ), aus dem Spotmarkt-Clearing 1797 Euro ( $30 \text{ Euro/MWh} * 59,9 \text{ MWh}$ ). Hätte sich stattdessen in N ein LMP von 25 Euro/MWh eingestellt, wäre ebenfalls zum lokalen Preis in W abgerechnet worden, da die Preisdifferenz aber negativ ist, ist er zur Zahlung von 299,5 Euro verpflichtet. In beiden Fällen wird er so gestellt, als hätte das Geschäft in N stattgefunden. Ist das FTR allerdings als Option ausgestaltet, dann hätte der Erzeuger in N ein solches nur im ersten Fall ausgeübt.

Finanzielle Übertragungsrechte sind dementsprechend Instrumente, die dem Halter – je nachdem, ob es sich um eine Option oder eine Obligation handelt – das Recht auf oder die Verpflichtung zur Zahlung der *day ahead*-Preisdifferenz geben. Sie können – wie PTR auch – für verschiedene Zeiteabschnitte (täglich, monatlich, jährlich) ausgegeben werden, wobei die Allokation der Rechte durch den Poolmanager bzw. das AO mithilfe einer Auktion durchgeführt wird. Die Auktionserlöse werden vom AO an den Übertragungsnetzbetreiber weitergeleitet, allerdings ist auch hier die Verwendung der Einnahmen auf bestimmte Möglichkeiten begrenzt.<sup>221</sup>

<sup>218</sup> Siehe Kapitel 4.3.2.

<sup>219</sup> Vgl. Lambert (2001).

<sup>220</sup> FTR in die falsche Richtung führen – wenn sie obligatorisch sind – zu Zahlungen des Halters an das AO.

<sup>221</sup> In Kalifornien werden sie für Netzinvestitionen, in New York zur Senkung der Netznutzungsentgelte verwendet. Die in Kapitel 3.1.2 erarbeiteten Vor- und Nachteile dieser

Die Preisermittlung für FTR erfolgt äquivalent zu derjenigen physischer Übertragungsrechte, d.h. der Preis eines FTR entspricht der abgezinnten erwarteten (Future-)Preisdifferenz zwischen zwei Zonen. Auch hier wird derjenige Bieter am meisten zu zahlen bereit sein, der von der Auszahlung der Preisdifferenz am meisten profitieren wird – wie bei expliziten Rechten auch. Allerdings wird erst nach Klärung des Spotmarktes festgelegt, wer in Abhängigkeit der Kauf- und Verkaufsoorder sowie der Übertragungskapazität in welcher Höhe Strom ex- oder importiert

Bei einem Knoten muss es sich allerdings nicht zwangsweise um *ein* Kraftwerk bzw. *ein* Verbrauchszentrum handeln, wie es beispielsweise im Nordosten der USA im Gebiet des PJM-Pools der Fall ist. Obwohl das Nodalpreismodell hinsichtlich einer simultanen Strom- und Engpassbepreisung allgemein als Benchmarkmodell betrachtet wird, hat es sich in Europa nicht durchsetzen können.<sup>222</sup> Einzig Skandinavien und der iberische Strommarkt MIBEL (Spanien und Portugal) haben ein verwandtes Verfahren implementiert, bei dem mehrere Knoten zu einer Zone zusammengefasst werden.<sup>223</sup> Das seit Anfang der 90er Jahre dort angewandte *Market Splitting* basiert auf einem solchen Zonenpreismodell und wird heute für den gesamten nordischen Elektrizitätsmarkt vom Auktionskoordinator Nordpool durchgeführt. Da aber auch zoneninterne Engpässe auftreten können, erzwingt ein solches zonales Modell immer den simultanen Einsatz knotenbasierter *Redispatch*-Mechanismen.<sup>224</sup>

### 4.3.2 Market Splitting

#### Preisermittlung mit und ohne Engpass

Während durch das Knotenpreismodell Stromflüsse und ihre dadurch entstehenden externen Effekte (in Abhängigkeit der Güte des Netzmodells) perfekt abgebildet werden, so ist beim *Market Splitting* – wie bei expliziten Auktio-

---

Möglichkeiten gelten hier gleichermaßen.

<sup>222</sup> Gründe hierfür werden in Kapitel 4.5 diskutiert.

<sup>223</sup> Umgekehrt lässt sich *Nodal Pricing* als Zonenpreismodell mit kleinstmöglichen Zonen verstehen.

<sup>224</sup> Vgl. Frontier Economics, Consentec (2008).

nen auch – die Unterscheidung zwischen NTC- und lastflussbasierter Kapazitätsberechnung zu treffen. Da die Anzahl zonenüberschreitender Leitungen in Skandinavien gering ist und das dortige Stromnetz dementsprechend weniger von Ringflüssen betroffen ist, erfolgt die Berechnung der ATC nach bilateralen Mustern.<sup>225</sup> Außerdem kann *Market Splitting* mit flexiblen, d.h. von Lastmustern abhängigen oder fixen Zonen durchgeführt werden. Fixe Zonen sind zwar einfach zu handhaben, allerdings fällt in Skandinavien ein Großteil der Zonen mit nationalen Grenzen zusammen und es ist fraglich, inwieweit diese der tatsächlichen Lastsituation entsprechen. Eine flexible Zoneneinteilung dagegen führt zwar zu einer optimalen Ausnutzung der Übertragungskapazität, ist jedoch mit einem erhöhten Maß an Unsicherheit verbunden. Noch immer ist die Schätzung der Richtung und Höhe der Preisdifferenz vonnöten, diese wird aber ergänzt um das Risiko unbekannter Zonen. Zonenübergreifende Transaktionen werden damit geringer und es wird – da zoneninterner Handel auch OTC möglich ist – Liquidität aus dem Spotmarkt abgezogen. Auch die Festlegung der Anzahl der Zonen ist mit Zielkonflikten verbunden. Viele Zonen spiegeln zwar die Engpasssituation wider, generieren aber auch viele unterschiedliche Preise, wodurch sich wiederum die Liquidität auf den einzelnen regionalen Märkten verringert.<sup>226</sup> Die eigentliche Vorgehensweise ist davon jedoch nicht betroffen:

Ausgehend von zwei Strommärkten, die durch ein zentrales Auktionsbüro miteinander verbunden sind, werden beim *Market Splitting* für jede Zone zunächst separat alle Kauf- und Verkauforder für jede Stunde des folgenden Tages gesammelt. Dabei wird von zonenübergreifenden Übertragungskapazitäten zwischen den betroffenen Zonen abstrahiert, so dass sich durch das Clearing 24 lokale Marktgleichgewichte pro Tag und Zone ergeben. In Abbildung 4.7 wird dieses beispielhaft für zwei verschiedene Zonen und eine ausgewählte Stunde gezeigt. Vereinfacht wird von identischen Nachfragefunktionen  $D_A$  und  $D_B$  in Region A und B ausgegangen, die Erzeugungsgrenzkosten in B ( $S_B$ ) übersteigen jedoch diejenigen in A ( $S_A$ ). In A ergibt sich nun – ohne Berücksichtigung vorhandener Übertragungskapazitäten – ein Preis von  $p_A$ , in Region

<sup>225</sup> Die *day ahead* nicht vergebene Kapazität wird auf Elbas eingesetzt, dem skandinavischen *Intraday*-Markt. Vgl. Nordel (2006).

<sup>226</sup> Vgl. Bjørndal (2007).

B ein Preis von  $p_B$ . In A würden  $Q_A$  MW bereitgestellt, in B  $Q_B$  MW.

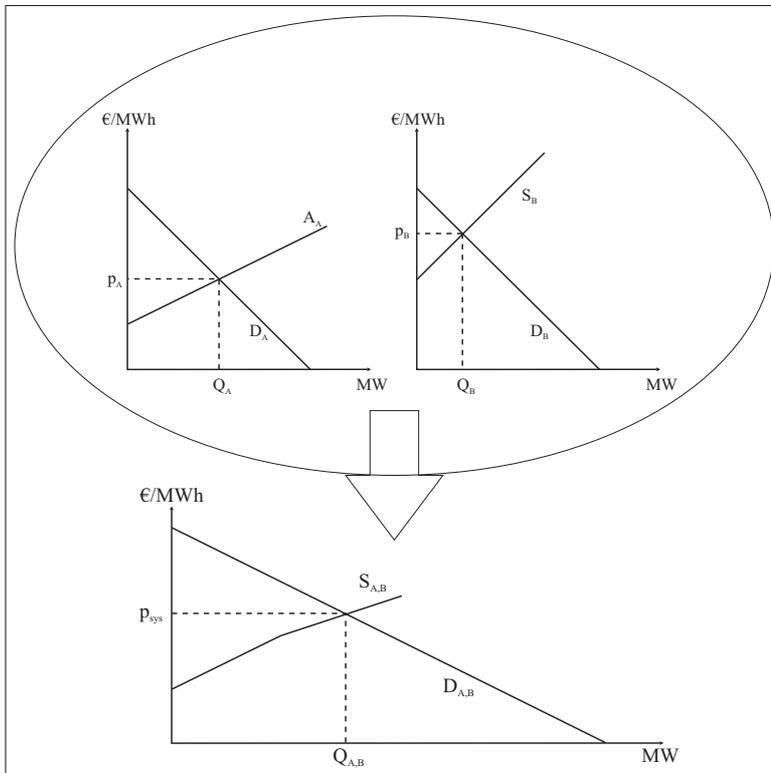


Abbildung 4.7: Market Splitting ohne Berücksichtigung der verfügbaren Übertragungskapazität.

Im Anschluss daran werden Angebot und Nachfrage beider Märkte horizontal aggregiert. Die Maximierung von Konsumenten- und Produzentenrente führt nun zu demjenigen Systempreis, der sich ergeben würde, wenn die verfügbare Übertragungskapazität zur Befriedigung der Nachfrage vollständig ausreicht. Es ergibt sich demnach bei einem aggregierten Angebot  $S_{A,B}$  und einer aggregierten Nachfrage  $D_{A,B}$  sowie ausreichender Übertragungskapazität ein Systempreis  $p_{sys}$  und eine insgesamt zur Verfügung gestellte Menge von  $Q_{A,B}$ , die sich aufgrund der identischen Nachfragefunktion gleichmäßig auf Region A und B verteilt. Beide Zonen würden bei  $p_{sys}$  entsprechend ihrer Grenzkostenfunktion anbieten und der jeweilige Zonenpreis entspricht dem Systempreis.

Abbildung 4.8 dagegen zeigt eine Situation, in der die Übertragungskapazität auf  $C$  MW beschränkt ist und A eben in dieser Höhe Strom exportiert ( $D_A$  nach  $D_A^*$ ). Hierdurch erhöht sich der Zonenpreis auf  $p_A^*$ , die Stromerzeugung auf  $Q_A^*$  MW. In Region B dagegen verschiebt sich die Nachfragefunktion um  $C$  MW von  $D_B$  nach  $D_B^*$ , der Preis verringert sich auf  $p_B^*$  und die eige-

ne Stromerzeugung auf  $Q_B^*$ .<sup>227</sup> Die Berechnung der Zonenpreise bei mehr als zwei Zonen erfolgt äquivalent. Wie im Nodalpreismodell auch ist die Schaffung einer überregionalen *Merit order* gewährleistet, anhand derer die Produktion einer jeden Region ermittelt wird: Die Übertragungskapazität wird unter Einsatz der günstigsten Kraftwerke voll ausgeschöpft und der Strom wird in die Hochpreisregion exportiert.<sup>228</sup> Für Marktteilnehmer gilt jeweils der lokale Preis. Die Preisdifferenz zwischen beiden Zonen von vormals  $p_B - p_A$  wird auf  $p_B^* - p_A^*$  minimiert und über das Auktionsbüro als Engpassrente an die Übertragungsnetzbetreiber weitergeleitet.

Grundsätzlich implizieren zonale Preise demnach eine Aggregation der Gesamtkosten innerhalb einer Region. Eine exakte Bepreisung des Stroms nach Erzeugungsgrenzkosten und verursachten externen Effekten auf umliegende Leitungen ist nicht mehr möglich, wodurch das Setzen korrekter Investitionsanreize verhindert wird.<sup>229</sup> Die Trennung eigentlich zusammengehörender Märkte ist außerdem mit einer Verkleinerung eines jeden einzelnen Marktes verbunden. Der lokal dominierende Anbieter ist somit in der Lage, seine Marktmacht auszunutzen und höhere Monopolrenten zu erzeugen.<sup>230</sup> Obwohl es sich beim Nodalpreismodell um unendlich kleine Zonen handelt, trifft dieses ausschließlich auf das Zonenpreismodell zu, da Market Splitting zoneninterne bilaterale Geschäfte erlaubt. Der lokal dominierende Anbieter kann seinen Preis daher um die Preisdifferenz erhöhen, während der Nachfrager – da alle Engpässe ausgeschöpft sind – auf die internen Lieferungen angewiesen ist. Derzeit existieren innerhalb Skandinaviens sieben verschiedene Preiszonen:<sup>231</sup> Süd-, Mittel- und Nordnorwegen, Schweden, Finnland, Dänemark-West und Dänemark-Ost.

---

<sup>227</sup> Eine Verschiebung der Angebotsfunktion führt zum selben Ergebnis.

<sup>228</sup> Vgl. EuroPEX (2006) und ETSO (2002).

<sup>229</sup> Vgl. Hogan (1999).

<sup>230</sup> Vgl. Harvey (2000).

<sup>231</sup> Das Ergebnis des *Market Splittings* für einen Tag zeigt Anhang B.2. Auf Kontek wird im Kapitel 4.6 im Zuge des *Market Coupling*-Ansatzes näher eingegangen.

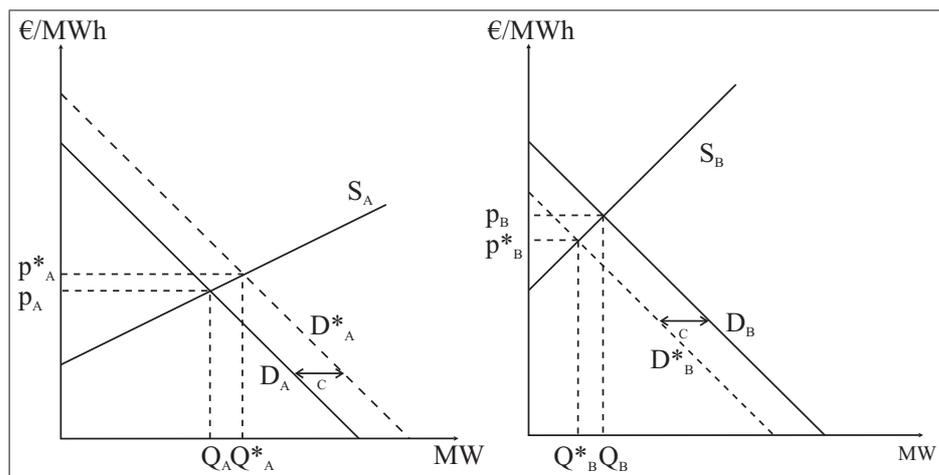


Abbildung 4.8: Market Splitting unter Berücksichtigung einer beschränkten Übertragungskapazität.

### Contracts for Differences

Auch beim Zonenpreismodell erfolgt die Entlohnung ausschließlich zu lokalen Marktpreisen. Da sich in Skandinavien allerdings Future-Kontrakte<sup>232</sup> auf den Systempreis beziehen und dieser bspw. im Jahre 2004 nur zu 25 Prozent aller Stunden den Zonenpreisen entsprach<sup>233</sup>, verbleibt ein erhebliches Risiko. Ein Akteur, der in einer bestimmten Zone Strom handeln möchte, kann sich zwar gegen das Spotmarktpreisrisiko absichern, durch einen einfachen Future aber nicht gegen die Preisdifferenz zwischen System- und Zonenpreis. Die Absicherung dieser erfolgt über spezielle Forward-Produkte, sog. *Contracts for Differences* (CfD), die als Verträge zwischen den einzelnen Marktteilnehmern das Recht auf die Zahlung der durchschnittlichen Preisdifferenz während der Lieferperiode umfassen.<sup>234</sup> Dabei ist das Auszahlungsprofil eines CfD definiert durch den Zonenpreis  $p_{area}(T)$  abzüglich des Systempreises  $p_{sys}(T)$ , wobei  $T$  der Fälligkeitszeitpunkt des CfD ist.<sup>235</sup> Das Clearing dieser CfD wird von Nordpool vorgenommen.

CfD sind unbedingte Termingeschäfte, deren Preis innerhalb der Handelsphase die Erwartungen der Marktteilnehmer in Bezug auf die Preisdifferenz

<sup>232</sup> Monatliche, quartalsweise und jährliche Bandlieferungen.

<sup>233</sup> Vgl. [www.nordpool.com](http://www.nordpool.com).

<sup>234</sup> Das Clearing und damit das Ausfallrisiko wird allerdings von Nordpool übernommen.

<sup>235</sup> Das Produkt SYGER ist bspw. ein CfD für die Preisdifferenz zwischen Deutschland (Kontek) und dem Systempreis.

reflektiert. Er kann sowohl positiv, negativ, aber auch Null betragen. Ein CfD mit  $p_{\text{CFD}} > 0$  signalisiert, dass in der zugehörigen Periode  $p_{\text{area}} > p_{\text{sys}}$  liegen wird, die Zone sich also in einer Nettoimportsituation befindet. Der Inhaber eines solchen CfD hält das Recht auf die Auszahlung dieser Preisdifferenz. Gilt umgekehrt  $p_{\text{CFD}} < 0$ , erhält der Marktteilnehmer mit seinem Kauf einen bestimmten Betrag. Dieser entspricht wiederum der antizipierten Preisdifferenz, allerdings wird  $p_{\text{area}} < p_{\text{sys}}$ , d.h. eine Exportsituation, erwartet. Da die Preisdifferenz negativ ist, ist er zur Zahlung eben dieser verpflichtet. Ein perfekter Hedge kann durch folgende Vorgehensweise erreicht werden:

1. Zunächst wird auf dem Future-Markt das gewünschte Volumen gekauft.
2. Der Marktteilnehmer sichert die Preisdifferenz für dieselbe Periode und dasselbe Volumen mithilfe eines CfD.
3. Er wird auf dem Spotmarkt tätig.

Auf diese Weise sind die tatsächlichen Beschaffungskosten für ihn immer gleich, unabhängig davon, in welche Richtung sich der Spotpreis entwickelt: Ein Future-Kontrakt, der für 50 Euro/MWh gekauft wurde, wird um einen CfD zu 3 Euro/MWh ergänzt. Der Systempreis steigt nun in einer (willkürlich ausgewählten) Stunde auf 60 Euro/MWh, der Zonenpreis  $p_{\text{area}}$  auf 70 Euro/MWh. Da Future-Kontrakte ebenfalls rein finanziell sind, muss er den Strom auf dem Spotmarkt zu 70 Euro/MWh beschaffen. Es gilt  $p_{\text{area}} > p_{\text{sys}}$ . Daher erhält er aus dem Clearing des CfD 10 Euro/MWh, aus demjenigen des Future-Kontraktes ebenfalls 10 Euro/MWh. Seine Beschaffungskosten insgesamt belaufen sich auf 53 Euro/MWh. Gilt nun umgekehrt  $p_{\text{area}} = 60 < p_{\text{sys}} = 70$ , so erhält er aus der Abrechnung des Futures 20 Euro/MWh, muss aber die Preisdifferenz in Höhe von 10 Euro/MWh erstatten. Auch in diesem Fall entstehen ihm inklusive des CfD Kosten in Höhe von 53 Euro/MWh.

Nun stellt sich die Frage, wer solche Kontrakte abschließt und zu welchem Preis diese gehandelt werden. Die erste Frage ist dabei relativ einfach zu beantworten. CfD gehen diejenigen Marktteilnehmer ein, die sich gegen Preisdifferenzen absichern bzw. davon profitieren wollen – hier beispielhaft ein

norwegischer Erzeuger, der Strom über einen Future auf Nordpool anbietet. Da die Stromerzeugung in Norwegen nahezu vollständig wasserkraftbasiert ist, erwartet dieser in regnerischen Monaten (Frühling oder Herbst) eine negative (vorhersehbare) Preisdifferenz zwischen Norwegen und dem Systempreis. Der norwegische Erzeuger sucht nun ein Gegenüber, das bereit ist, ihm zum Fälligkeitsdatum die Preisdifferenz auszubezahlen. Die allgemeine Markterwartung ist  $p_{area} < p_{sys}$ . Der Kauf eines CfD impliziert in diesem Fall also die *Zahlung* der Preisdifferenz. Dafür bezahlt der Käufer des CfD nun einen negativen Preis, d.h., er wird im Vorfeld bereits für eine zukünftige Auszahlung entschädigt. Beide Marktteilnehmer lassen sich auf dieses Geschäft ein, weil sie unterschiedliche Erwartungen an die Entwicklung der Preisdifferenz haben. Der Käufer des CfD, der zur Zahlung der Preisdifferenz verpflichtet ist, geht davon aus, dass diese absolut sinken wird, dass er dem norwegischen Erzeuger also weniger ausbezahlen muss als ursprünglich erhalten. Umgekehrt geht der Verkäufer von einer steigenden Preisdifferenz aus, so dass er zum Fälligkeitstermin mehr erhält als er seinem Gegenüber anfangs ausgezahlt hat.

Der Wert  $CfD_{t,T}$  zum Zeitpunkt  $t$  mit Restlaufzeit  $T$  kann – wie derjenige physischer Übertragungsrechte auch – über die Future-Preisdifferenz für den selben Zeitraum repliziert werden, wobei  $F_{t,T}^A$  ( $F_{t,T}^S$ ) den Future des Zonen- (System-)preises zum selben Zeitpunkt  $t$  mit selber Laufzeit  $T$  beschreibt:<sup>236</sup>

$$CfD_{t,T} = F_{t,T}^A - F_{t,T}^S \quad (4.2)$$

Auf Nordpool werden zwar keine Zonenfutures gehandelt<sup>237</sup>, theoretisch ist diese Aussage trotzdem richtig. Daher lassen sich die Verfahren zur Preisermittlung eines einfachen Futures auch auf CfD anwenden – ein CfD wird dann als ein Future auf die (Aus-)Zahlung der Preisdifferenz zu einem bestimmten Zeitpunkt interpretiert. Dabei sind zwei Ansätze zu unterscheiden: Innerhalb der Lagerhaltungstheorie ergibt sich der Preis eines Futures durch den erwarteten Kurs des unterliegenden Gutes (hier Strom) zuzüglich der Lagerhaltungs-

<sup>236</sup> Vgl. Marckhoff (2008).

<sup>237</sup> Diese würden die Liquidität auf jedem separaten Markt erheblich einschränken.

kosten und abzüglich eines *Convenience Yields*.<sup>238</sup> Strom weist jedoch nahezu unendlich hohe Speicherkosten auf, d.h. die klassische Lagerhaltungstheorie ist nicht anwendbar. Beim zweiten Ansatz zur Ermittlung von Future-Preisen besteht der Wert eines Futures dagegen einerseits aus der Preiserwartung bezüglich des *Underlyings*, andererseits aus einer Risikoprämie. Durch diese wird der Vertragspartner für die Übernahme des Preisrisikos entlohnt: Verkäufer von Strom akzeptieren einen etwas geringeren Future-Preis (positive Risikoprämie) als die erwartete Preisdifferenz, Käufer dagegen zahlen einen etwas höheren Future-Preis (negative Risikoprämie). Die Risikoprämie  $\lambda$  für einen einfachen Future lässt sich ex ante nun über die Differenz zwischen den Future-Kursen und dem erwarteten Spotpreis  $\mathbb{E}_t(S_t)$  berechnen:

$$\lambda_t^F = F_{t,T} - \mathbb{E}_t(S_T). \quad (4.3)$$

Für einen CfD wird diese äquivalent ermittelt: ex post wird dafür die Differenz zwischen dem Preis des CfD mit Laufzeit  $T$  zu einem bestimmten Zeitpunkt  $t$  und dem tatsächlichen durchschnittlichen Preisunterschied ( $p_{area} - p_{sys}$ ) desselben Zeitraumes  $\text{CfD}_{T,T}$  gebildet.

$$\lambda_t^{\text{CfD}} = \text{CfD}_{t,T} - \text{CfD}_{T,T}. \quad (4.4)$$

Zur Preisbildung von CfD auf dem nordischen Strommarkt existieren lediglich drei Untersuchungen. Diese sind einerseits Kristiansen (2004a) und Kristiansen (2004b). Hier wird jeweils für verschiedene Zeiträume die Risikoprämie als Bestandteil des CfD-Preises ermittelt und gezeigt, dass die Kontrakte im Vergleich zur tatsächlichen durchschnittlichen Preisdifferenz überbewertet sind und demnach eine negative Risikoprämie vorliegt. In Marckhoff (2008) werden darüber hinaus ihre Determinanten untersucht. Ein Zusammenhang zwischen Laufzeit und Risikoprämie eines CfD kann nicht nachgewiesen werden, wohl aber eine negative (positive) Korrelation zwischen Risikoprämie und Varianz (Schiefe) des Systempreises.

<sup>238</sup> Ertrag, den der Halter des Gutes allein dadurch erzielt, dass er es vorhält und es in einer Engpasssituation vorrätig hat.

## 4.4 Verschiedene Hedging-Instrumente im Vergleich

Ein Vergleich zwischen expliziten Engpassmanagementmethoden und reinen Nodal- bzw. Zonenpreismodellen lässt sich am besten über eine nach bestimmten Kriterien differenzierte Betrachtung der jeweiligen *Hedging*-Instrumente erreichen:

### Charakter des Gutes

Sowohl physische (PTR) und finanzielle Übertragungsrechte (FTR), aber auch *Contracts for Differences* werden in Euro/MWh notiert. Während PTR und FTR allerdings als Optionen ausgestaltet sein können und für verschiedene Zeiträume (jährlich, monatlich, täglich) ausgegeben werden, sind CfD grundsätzlich verpflichtend und kontinuierlich handelbar (Nordpool). Physische und finanzielle Übertragungsrechte werden vom ÜNB bzw. Auktionsbüro ausgegeben, CfD jedoch stehen zu diesem in keinerlei Verbindung. Ihnen allen gemeinsam ist eine Bepreisung auf Grundlage der erwarteten abgezinsten Preisdifferenz zwischen zwei Zonen bzw. zwischen dem System- und dem Zonenpreis. Auch Sekundär- und *Intraday*-Märkte sind in allen drei Regimes integrierbar. Der grundlegende Charakter entscheidet sich jedoch fundamental: PTR verbriefen das Recht auf die Nutzung einer bestimmten physischen Kapazität, wohingegen FTR (im Falle einer Option) und CfD zum Erhalt der Preisdifferenz berechtigen. Hieraus ergeben sich unterschiedliche Anforderungen an das zugrunde liegende Marktdesign.

### Voraussetzungen

Finanzielle Rechte können nur dann ausgegeben werden, wenn keine Möglichkeit besteht, direkt über physische Kapazitätsbuchungen von Preisdifferenzen zu profitieren<sup>239</sup>, wenn also die Vergabe implizit, d.h. simultan zum Spotmarkt-Clearing erfolgt. Alle Leitungen zwischen den betroffenen Zonen

---

<sup>239</sup> Bei PTR ist das Hedging direkt möglich, es gilt der (bilateral) ausgehandelte Preis.

müssen dementsprechend von *einer* unabhängigen Instanz bewirtschaftet werden, womit zonenübergreifende bilaterale Verträge – wie sie bei expliziten Auktionen möglich sind – ausgeschlossen werden. Dieses ist am einfachsten innerhalb eines obligatorischen Poolmodells zu bewerkstelligen, in der jede das *Dispatching* ergänzende Systemdienstleistung wie das Engpassmanagement, aber auch der Ausgleich von Netzverlusten oder die Bereitstellung von Regelernergie von einem einzigen Poolmanager erbracht wird. Dieser ist zu jedem Zeitpunkt als einziger für die Lenkung des Stromflusses zuständig, d.h. er entscheidet, welche Kraftwerke zur Deckung der Nachfrage zum Einsatz kommen, welche Regelernergie bereitstellen und welche zur Kompensation von Netzverlusten herangezogen werden.<sup>240</sup> Nur, wenn die Optimierung *aller* Teilmärkte des Elektrizitätsmarktes zentralisiert erfolgt, spiegeln die lokalen Marktpreise alle Informationen in Bezug auf Erzeugung und Systemdienstleistungen wider.<sup>241</sup>

Dass ein obligatorisches Poolmodell, welches bilaterale Kontrakte ausschließt, nicht zwingend zur Implementierung impliziter Auktionen vorausgesetzt wird, zeigt das auf Freiwilligkeit beruhende Beispiel Nordpool. Zwar werden die Kapazitäten implizit durch die Strombörse vergeben und es wird nach lokalen, bzw. zonalen Preisen abgerechnet, allerdings existieren hier neben separaten *Intraday*-Märkten auch OTC-Handlungsmöglichkeiten.<sup>242</sup> Diese sind allerdings auf zoneninterne Transaktionen beschränkt, grenzüberschreitende Geschäfte können ausschließlich über Nordpool selbst abgewickelt werden. Prinzipiell wären für Nordpool auch FTR denkbar<sup>243</sup>, in diesem Fall aber müssten die Kompetenzen des Auktionsbüros bzw. des ÜNB ausgeweitet werden, da CfD Kontrakte zwischen Marktteilnehmern darstellen und der ÜNB nicht an deren Vergabe beteiligt ist. *Contracts for Differences* setzen als diejenigen Finanzprodukte mit dem höchsten Anforderungsprofil aber neben einem

---

<sup>240</sup> Dieses kann in Abhängigkeit zur angebotenen Leistung innerhalb eines Pools zu unterschiedlichen Abrechnungspreisen führen – selbst dann, wenn zwei Kraftwerke am selben Knoten liegen. Die Bereitstellung von Regelernergie ist bspw. mit Anfahrtkosten verbunden, die eine Bepreisung zum geltenden Spotpreis für das Kraftwerk unwirtschaftlich werden lässt. Hierfür zahlt der ÜNB eine Kompensation. Vgl. Stoff (2002).

<sup>241</sup> Vgl. Abbildung 4.5.

<sup>242</sup> Netzverluste werden in Skandinavien als ÜNB-Verbrauch abgerechnet. Vgl. Kristiansen (2004b).

<sup>243</sup> Vgl. Nordpool ASA (2008).

funktionierenden Pool auch noch eine hohe Liquidität voraus, da es im Unterschied zu finanziellen und physischen Übertragungsrechten für jeden Kontrakt dieser Art eines entsprechenden Gegengeschäftes bedarf.

Europäische Strommärkte zeichnen sich allerdings durch Börsenmodelle, d.h. durch ein dezentralisiertes Marktdesign aus. Der Strommarkt besteht aus mehreren hintereinander geschalteten Märkten, bspw. zur Erfüllung physischer Kontrakte, zur Beschaffung von Regenergie sowie zur Vergabe von Übertragungskapazitäten.<sup>244</sup> Der *Dispatch* wird zwar in Abstimmung mit dem ÜNB festgelegt, erfolgt allerdings ebenfalls dezentral und nicht zwangsweise auch börslich.<sup>245</sup> Vorteilhaft gegenüber einem Poolmodell ist der geringere Koordinationsaufwand, trotzdem ergeben sich – da z.B. Erzeugung auf dem Regel- bzw. Spotmarkt Substitute sind – mögliche Interdependenzen und strategisches Verhalten.<sup>246</sup>

Da physische Übertragungsrechte im Vergleich zu den beiden oben betrachteten Instrumenten die niedrigsten Anforderungen an das Marktdesign stellen, hat sich diese Methode in Europa als Standard-Modell etabliert. Es werden lediglich wenigstens zwei ÜNB benötigt, die ihre Kapazität entweder separat oder koordiniert über ein Auktionsbüro physisch verauktionieren – unabhängig davon, welches Design in den betroffenen Ländern realisiert wurde. Ein Pool ist nicht nötig, stattdessen können verschiedene separierte Märkte nebeneinander existieren. Auch ein OTC-Handel ist mit physischen Übertragungsrechten vereinbar, der im Vergleich zu Börsen mit einer höheren Anpassungsflexibilität gegenüber von Teilnehmern gewünschten Produkten einhergeht. Außerdem erfolgt die Abrechnung der Stromgeschäfte nicht zum lokalen, sondern zum bilateral vereinbarten Preis.

Bei impliziten Auktionen dagegen bildet der Poolmanager eine überregionale *Merit order* und der einzelne Marktteilnehmer kennt seinen Handelspartner nicht. Auch können – funktionierende Teilmärkte vorausgesetzt – den einzelnen Preisen mehr Informationen entnommen werden als innerhalb eines

---

<sup>244</sup> Vgl. Hunt (2002).

<sup>245</sup> Vgl. Ockenfels (2008).

<sup>246</sup> Vgl. Bundesnetzagentur (2007b).

Poolmodells<sup>247</sup>, dessen lokale Marktpreise zwar effizient sind, deren Ermittlung aber häufig an eine *Black Box* erinnert. Dieser Informationsverlust tritt in desintegrierten Märkten nicht auf.<sup>248</sup>

### Zahlungsströme zwischen den beteiligten Akteuren

Abbildung 4.9 veranschaulicht die Zahlungsströme, die bei physischen und finanziellen Rechten sowie CfD zwischen den einzelnen Marktakteuren auftreten. Zum Zeitpunkt des Kaufes eines PTR bzw. FTR erhält der ÜNB/das Auktionsbüro jeweils die Auktionserlöse. Diese entsprechen jedoch lediglich theoretisch dem Preisspread multipliziert mit der Übertragungskapazität. Werden die unterschiedlichen Rechte fällig, so erfolgt zunächst das Clearing auf dem Spotmarkt. Halter eines physischen Rechtes erhalten die Engpassrente durch bilaterale Abkommen direkt vom Handelspartner, während Halter eines finanziellen Rechtes nicht OTC nach Handelspartnern suchen müssen, die ein entsprechendes Gegengeschäft eingehen. Dieses übernimmt der Spotmarkt. Das Clearing aller Zonen erfolgt zentralisiert und zu lokalen Marktpreisen. Der ÜNB/das Auktionsbüro erhält aus dem Spotmarkt-Clearing zunächst die dadurch generierte Preisdifferenz und ist nun zur Weitergabe dieser Engpassrenten an die Halter eines finanziellen Übertragungsrechtes verpflichtet. Der untere Teil der Abbildung 4.9 zeigt dabei optionale Rechte, die ausschließlich einen Zahlungsstrom in Richtung der FTR-Halter verursachen. Obligatorische Rechte würden auch Zahlungen an den ÜNB nach sich ziehen.

Die Inhaber von *Contracts for Differences* handeln diese lediglich unter sich bzw. anonymisiert über eine Clearing-Stelle. Auch die Ausgleichszahlungen zum Zeitpunkt der Fälligkeit beschränken sich auf solche zwischen Marktteilnehmern. Der ÜNB erhält die Engpassrente aus dem Spotmarkt-Clearing. *Contracts for Differences* sind demnach das einzige Instrument, bei dem der ÜNB Erlöse exakt in Höhe der Preisdifferenz, sprich in Höhe des Wertes des Engpasses erhält. Ein Übertragungsnetzbetreiber unter CfD kann nun nicht

---

<sup>247</sup> Vgl. Wilson (2002).

<sup>248</sup> Zur generellen Funktionsweise desintegrierter Märkte siehe Wawer (2007a). Hier werden ausschließlich für das Engpassmanagement relevante Aspekte von Pool- und desintegrierten Modellen betrachtet.

mehr von den Erwartungsfehlern der Bieter profitieren, so wie es bei expliziten Auktionen und finanziellen Rechten möglich ist. Hier steht das Einkommen des ÜNB in Abhängigkeit zur *erwarteten* Preisdifferenz.<sup>249</sup>

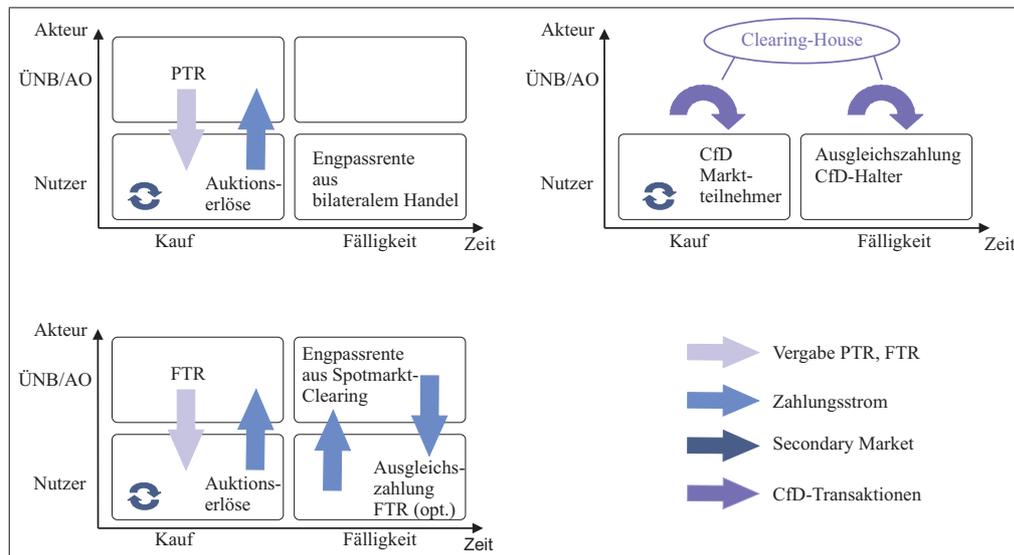


Abbildung 4.9: Zahlungsströme bei PTR, FTR und CfD.

## Verknüpfung mit und Ausnutzung der ATC

Finanzielle und physische Übertragungsrechte sind entweder direkt (PTR) oder indirekt (FTR) mit der Verfügbarkeit physischer Übertragungskapazität (ATC) verbunden. Der direkte Zusammenhang zwischen vergebenen PTR und der Übertragungskapazität ist offensichtlich: Es kann nur Kapazität vergeben werden, die auch tatsächlich physisch vorhanden ist. Der mittelbare Zusammenhang zwischen verfügbarer Übertragungskapazität und der Menge angebotenen finanzieller Übertragungsrechte allerdings erklärt sich durch die spezielle Ausgestaltung dieser Engpassmanagementmethode. Der Auktionskoordinator erhält sowohl die Einnahmen aus der Versteigerung der finanziellen Rechte als auch die Preisdifferenz multipliziert mit dem gehandelten Spotmarktvolumen. Da er zur Weitergabe letzterer verpflichtet ist und sich weiterhin die Auktionserlöse aus der Vergabe an der abgezinster erwarteter Preisdifferenz orientieren, darf – zur Sicherstellung der Einkommensneutralität – der ÜNB ausschließlich finanzielle Übertragungsrechte in Höhe der tatsächlich vorhan-

<sup>249</sup> Vgl. ETSO (2006b).

denen Übertragungskapazität vergeben. Würde er mehr Rechte ausgeben, so verbucht er zwar einen höheren Auktionserlös, müsste allerdings auch zum Zeitpunkt des FTR-Clearings Zahlungen entsprechend der Höhe der Preisdifferenz leisten. Gibt er umgekehrt weniger Rechte aus als Übertragungskapazität vorhanden ist, so verbleibt die positive Differenz zwischen Spot- und FTR-Clearing bei ihm. Das Verfahren wäre aus Sicht des ÜNB nicht erlösneutral. Insofern muss auch bei finanziellen Übertragungsrechten – wie bei physischen auch – eine Saldierung entgegengesetzter Flüsse erfolgen. Finanzielle Rechte aus der Jahresauktion müssen gegen diejenigen aus der Monatsauktion aufgerechnet werden, um die korrekte Anzahl noch verfügbarer FTR zu ermitteln. Deren Anzahl würde bei fehlender Saldierung unter der tatsächlichen liegen, wodurch eine Einkommensneutralität nicht mehr gegeben ist.<sup>250</sup> Das Angebot an *Contracts for Differences* richtet sich ausschließlich nach der Nachfrage und nach der Liquidität des Marktes. Es steht in keinerlei Zusammenhang zur tatsächlich physisch vorhandenen Übertragungskapazität.

Aber auch im Hinblick auf die Ausnutzung vorhandener Übertragungskapazität unterscheiden sich die Methoden. Geht man von einem Markt mit vollständiger Information aus – sind also zukünftige Spotpreise bekannt – so führen explizite Auktionen zum selben Ergebnis wie implizite Auktionen, da eine Nominierung in die falsche Richtung nicht mehr auftreten kann.<sup>251</sup> Tatsächlich muss die Preisdifferenz bei expliziten Auktionen jedoch geschätzt werden, während sie bei impliziten Auktionen bekannt ist. Unterschiedliche Ergebnisse gerade im Hinblick auf die vollständige Kapazitätsausnutzung werden demnach einzig durch Unsicherheit generiert, was Kapitel 4.2 ausführlich gezeigt hat.

Da unter einem impliziten Regime zu jedem Zeitpunkt eine interzonale *Merit order* ermittelt wird, die die aktuell günstigsten Anbieter aktiviert, sind physische Falschlieferungen und unterausgelastete Übertragungskapazitätä-

---

<sup>250</sup> Zwar können sich abhängig von den Spotpreisprognosen die Auktionserlöse erheblich von den tatsächlichen Preisunterschieden unterscheiden. Da dieses aber sowohl im Positiven als auch im Negativen auftreten kann, spricht man von einer mittleren Erlösneutralität. Vgl. Kristiansen (2005).

<sup>251</sup> Vgl. Chao (1996). Hier wird gezeigt, dass physische Übertragungsrechte unter perfektem Wettbewerb und ohne Unsicherheit wohlfahrtsoptimale Ergebnisse mit sich bringen.

ten per se ausgeschlossen. Neue Anbieter haben nun anders als bei langfristiger Vergabe *physischer* Übertragungsrechte die Möglichkeit, alte Erzeuger zu überbieten und auf einem Sekundärmarkt finanzielle Übertragungsrechte zu erstehen. Aber selbst, wenn dieses nicht der Fall sein sollte, bringt die Vergabe von FTR/CfD eine effiziente Erzeugungsstruktur mit sich. Erzeuger A ist beispielsweise Inhaber eines finanziellen Übertragungsrechtes. Im Vergleich zu B, der kein solches FTR hält, hat er aber so hohe Grenzkosten, dass er nicht zur Deckung der Nachfrage herangezogen wird. Bei grenzüberschreitenden Transaktionen unter expliziten Auktionen müsste A trotz höherer Grenzkosten der Erfüllung seiner Lieferverpflichtungen nachkommen, während B nicht zum Zuge käme. B hätte auf dem Sekundärmarkt für das finanzielle Recht maximal die antizipierte Preisdifferenz zwischen beiden Zonen geboten. Genau diese wird A aber erstattet, so das er genauso gestellt wird, als hätte er das Übertragungsrecht an B verkauft.<sup>252</sup> Auch das Problem nicht saldierter (physischer) Stromflüsse kann nicht auftreten, da jeder Kraftwerkseinsatz und damit auch die Kapazitätsnutzung obligatorisch sind. Eine Nominierung expliziter Rechte ist nicht erforderlich.

### **Lokale Signale der Spotpreise unter den Regimes**

Grundsätzlich stehen Marktteilnehmer unter allen drei Regimes denselben Risiken gegenüber. Die Bepreisung aller Rechte basiert auf der abgezinnten erwarteten Preisdifferenz. Insofern können sowohl Preise für PTR und FTR sowie für CfD die tatsächlichen Engpasskosten gleichermaßen verfehlen. Der Preisunterschied bei impliziten Auktionen aber spiegelt den tatsächlichen Wert des Engpasses wider, der bei expliziten Auktionen durch fehlende Saldierung und mangelnde Berücksichtigung von Ringflüssen verzerrt wird. Bei expliziten Auktionen kann dementsprechend weder der Preis eines physischen Übertragungsrechtes noch der Preisunterschied selbst Aussagen über Erzeugungs- und/oder Transportknappheiten treffen. Lokale bzw. zonale Preise führen jedoch immer zur vollständigen Nutzung der Übertragungskapazität, so dass Engpassrenten immer der Preisdifferenz entsprechen. Demgegenüber steht allerdings der durch

---

<sup>252</sup> Vgl. Lyons (2000).

zonale Preise generierte Informationsverlust. Der Zonenpreis im nordischen Elektrizitätsmarkt an sich gibt keine Auskunft über interne Transportknappheiten. Die tatsächlichen Preissignale erhalten nur diejenigen Unternehmen, die auch am *Countertrading* teilnehmen.<sup>253</sup>

### **Anfälligkeit für strategisches Verhalten**

Da unter einem impliziten Regime die Erzeugungs- und Lastfahrpläne bereits vor Vergabe der Übertragungskapazität fixiert sind, und eine nachträgliche Anpassung dieser in Richtung eines günstigeren Preisunterschiedes damit nicht durchsetzbar ist, ist das in Kapitel 4.2.3 beschriebene strategische Verhalten nicht möglich. Andererseits besteht jedoch die Gefahr einer Datenmanipulation: die Engpasssignale beruhen auf Informationen der Übertragungsnetzbetreiber, die die Regularien zur Ermittlung dieser selbst entwickelt haben (ENTSO). So ist beispielsweise die Grenze, ab der ein sicherer Netzbetrieb nicht mehr gewährleistet werden kann, aufgrund der flexiblen Sicherheitsmarge variabel und damit durch den einzelnen ÜNB zu seinen Gunsten beeinflussbar.<sup>254</sup>

## **4.5 Zwischenfazit**

Die obige Diskussion hat in Bezug auf explizite Auktionen zwei Dinge gezeigt. Zum einen hängt die kurzfristige Effizienz expliziter Auktionen im entscheidenden Maße von der Güte der Spotpreisprognosen ab. Nur durch Unsicherheiten kommt es zu ineffizienten Preisen und einer unvollständigen Ausnutzung der Kapazität im Falle eines Engpasses, was sich durch den Charakter expliziter Auktionen auch nicht vermeiden lässt. Der Optionscharakter eines langfristigen Übertragungsrechtes, der ebenfalls nur durch die Wahl dieses separierten Allokationsmechanismus zustande kommt, sorgt zum zweiten für Preise, die vor dem Hintergrund unsicherer Marktentwicklungen für den einzelnen Teilnehmer zwar rational sind, dem tatsächlichen Preisunterschied aber nicht mehr entsprechen *können*. D.h. selbst wenn man den teilnehmenden Unternehmen

---

<sup>253</sup> Vgl. Bjørndal (2007).

<sup>254</sup> Vgl. Glachant (2002).

marktkonformes Verhalten unterstellt, werden allein durch das Marktdesign verzerrte Preise generiert, so dass grundsätzlich die kurzfristige Signalwirkung expliziter Auktionen zu bezweifeln, ja sogar abzulehnen ist.

Implizite Auktionen dagegen sind unter Verwendung von finanziellen Übertragungsrechten oder *Contracts for Differences* expliziten Auktionen eindeutig überlegen: Durch die Implementierung lokaler bzw. zonaler Marktpreise ist eine vollständige Entkopplung zwischen technischer Optimierung und ökonomischer Transaktion möglich. Die Übertragungskapazität wird – unabhängig davon, wer das Recht hält – unter Einbeziehung der *günstigsten Erzeuger* immer *vollständig* und darüber hinaus in *Richtung Hochpreisregion* genutzt. Davon den lokalen Markt- bzw. Systempreisen außerdem lang- wie kurzfristig die richtigen wirtschaftlichen Signale ausgehen, werden alle Nachteile der expliziten Auktion vermieden. Das Risiko allerdings, dem die Marktteilnehmer gegenüberstehen, ist unter allen Systemen dasselbe: sowohl beim Kauf eines physischen Übertragungsrechtes als auch beim Kauf eines FTR bzw. CfD ist eine Antizipation des Preisunterschiedes vonnöten.

Obwohl sich implizite Auktionen als Nodal- oder höher aggregiertes Zonenpreismodell auf weltweiten Strommärkten steigender Popularität erfreuen<sup>255</sup>, hat sich abgesehen vom nordischen Elektrizitätsmarkt in Europa eine desintegrierte Struktur durchgesetzt.<sup>256</sup> Ein Wechsel zum integrierten System würde zum einen in der Schaffung einer einzigen europäischen Strombörse münden – unter Auflösung der übrigen nationalen Strombörsen – aber auch ÜNB müssten mit weitreichenden Konsequenzen rechnen und auf die autonome Bewirtschaftung ihrer Grenzkuppelstellen verzichten. Händler/Erzeuger wären außerdem zur Neuverhandlung bilateraler langfristiger Lieferverträge mit ausländischen Transaktionspartnern gezwungen, die unter der Annahme eines desintegrierten Ansatzes abgeschlossen wurden. Ein Wechsel zum integrierten System ginge somit sowohl für Übertragungsnetzbetreiber als auch für Strombörsen, Händler und Erzeuger mit erheblichen Kompetenzverschiebungen einher und ist damit in Europa momentan weder juristisch noch politisch

---

<sup>255</sup> Die Ausgestaltung des PJM-Modells (Pennsylvania, New Jersey und Maryland) dient(e) bspw. für Kanada, Australien, Neuseeland und Russland als Vorbild.

<sup>256</sup> Vgl. De Vries (2007).

durchsetzbar.

Allerdings können beide Methoden – ex- und implizite Auktionen – auch nebeneinander im Rahmen des *Market Couplings* eingesetzt werden. Zwar erfordern *reine* implizite Auktionen einen integrierten Elektrizitätsmarkt in Form eines freiwilligen oder obligatorischen Pools, *Market Coupling* zeigt jedoch, dass auch in desintegrierten Märkten die Vorteilhaftigkeit impliziter Auktionen wenigstens teilweise nutzbar ist. Die Funktionsweise einer solchen zonalen Hybridform wird im Folgenden aufgezeigt.

## 4.6 Market Coupling

### 4.6.1 Entstehung und Funktionsweise

Vor dem Hintergrund einer aufgrund unterschiedlicher Marktdesigns nur langfristig umsetzbaren vollständigen Integration europäischer Strommärkte wurde das Konzept des *Market Couplings* (MC) entwickelt, welches zumindest eine Kopplung der *day ahead*-Märkte ermöglicht. Da es darüber hinaus auch kurzfristig implementierbar und ohne einschneidende Veränderungen erweiterbar ist, bauen alle aktuellen Pläne für ein europaweites Engpassmanagement auf dessen grundlegenden Prinzipien auf. Es wurde erstmals im Rahmen des Florenz Forums im Jahre 2003 durch die Europex vorgestellt<sup>257</sup> und schloss zunächst als *Decentralized Market Coupling* (DMC) eine vollständige Abschaffung expliziter Auktionen mit ein. Die gesamte Nettotransferkapazität sollte unter einem impliziten Mechanismus *day ahead* vergeben werden. Wie oben erläutert, ginge damit jedoch die Notwendigkeit einer vollständigen Neuverhandlung langfristiger Lieferverpflichtungen sowie einer Kompetenzverschiebung zulasten der ÜNB einher, so dass alle Nachfolgemodelle des *Decentralized Market Coupling* – beginnend mit dem sog. *Flow Based Market Coupling* (FMC), dessen Konzept aus einer Zusammenarbeit zwischen Europex und ETSO entwickelt wurde – die simultane Existenz expliziter Vergabemechanismen auf jährlicher bzw. monatlicher Basis integrieren. Zusätzlich erweitert das

---

<sup>257</sup> Vgl. EuroPEX (2003).

*Flow Based Market Coupling* das *Decentralized Market Coupling* um einen flussbasierten Algorithmus<sup>258</sup> zur Berechnung der verfügbaren Übertragungskapazität<sup>259</sup>, der aber nicht zwangsweise auch angewendet werden muss. Vor dem eigentlichen *Market Coupling* erfolgt demnach die langfristige Vergabe der PTR, während die explizite *day ahead*-Auktion durch eine implizite Vergabe von Engpasskapazitäten ersetzt wird. Für die Kopplung wird nun neben einer im Vorfeld festgelegten Kapazität diejenige verwendet, die entweder nicht nachgefragt oder aufgrund des *use it or lose it*-Prinzips nicht mehr benötigt wird.

Basierend auf diesem grundlegenden Konzept wurden verschiedene Initiativen entwickelt, wobei das Prinzip der Kapazitätsvergabe für alle Projekte gleichermaßen gilt. Bevor diese also vorgestellt werden, sei daher die allgemeine Funktionsweise des *Market Couplings* für ein Zwei-Länder-Modell kurz erläutert.

Vorausgesetzt wird neben einer expliziten Auktion auf Monats- sowie Jahresbasis entweder ein gemeinsames Auktionsbüro oder aber die Kooperation zweier funktionierender Strombörsen in Zone A und B (Importregion). Beide Strombörsen bilden vorab für ihre Märkte eine nationale *Merit order* und leiten zwei separate Marktpreise  $p_A$  und  $p_B$  ab, aus denen sog. Nettoexportkurven (*Net Export Curves*)  $NEC_A$  und  $NEC_B$  gebildet werden. Es handelt sich dabei jeweils um eine (börsliche) *Merit order*, deren Schnittpunkt mit der Ordinate beim nationalen Marktpreis liegt ( $NEC_A$  in Abbildung 4.10).<sup>260</sup>

Da die Importe von B im Zwei-Länder-Modell den Exporten von A entsprechen, wird  $NEC_B$  invertiert ( $NEC_B^*$ ), so dass sich ein neuer Schnittpunkt von Importnachfrage in B und Exportangebot in A ergibt. Das AO integriert nun – wie beim *Market Splitting* auch – die im Vorfeld gesammelten ATC-Werte der beteiligten ÜNB in den *Market Coupling*-Prozess: In Abbildung 4.10 ist der Spotpreis dargestellt, der sich ergibt, wenn a) die verfügbare Über-

<sup>258</sup> Vgl. Kapitel 3.2.3.

<sup>259</sup> Vgl. ETSO (2004).

<sup>260</sup> Da dem AO ausschließlich börsliche Kauf- und Verkaufsaufträge zur Verfügung stehen, muss zwischen den Erzeugungsgrenzkosten des gesamten Systems und denjenigen der Börse unterschieden werden. Die NEC weisen demnach wahrscheinlich eine geringere Preiselastizität auf als die *Merit order* des Gesamtsystems. Vgl. Frontier Economics (2006).

tragungskapazität zur Deckung der Importnachfrage ausreicht ( $p_{MC}$ ) bzw. b) nicht ausreicht ( $p_A^{neu}$  und  $p_B^{neu}$ ). Im zweiten Fall verbleibt eine Preisdifferenz, die zunächst das Auktionsbüro erhält und später an beteiligte ÜNB verteilt wird. Zu beachten ist, dass es sich bei der hier angegebenen Übertragungskapazität um die für kommerzielle Zwecke zur Verfügung stehende ATC handelt. Diese ist bereits um die langfristig explizit vergebenen physische Übertragungsrechte reduziert, die vor Ermittlung der Spotpreise, demnach auch vor dem *Market Coupling* nominiert wurden.

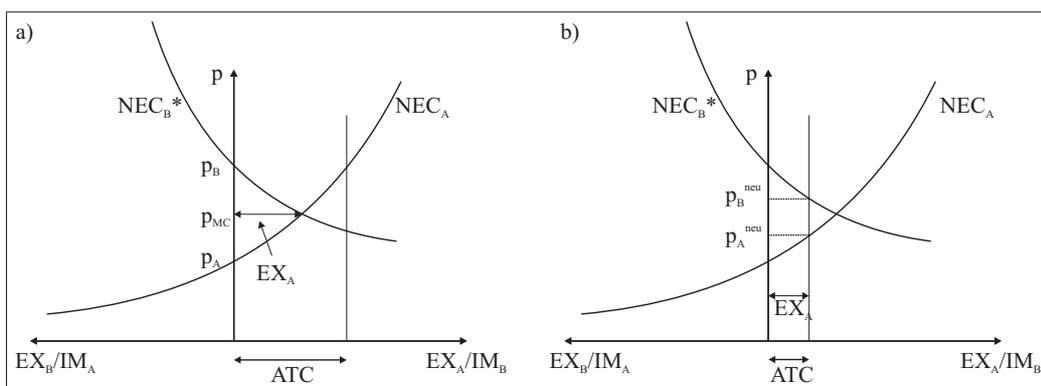


Abbildung 4.10: Market Coupling unter unterschiedlichen Kapazitäten.

Da allerdings der Markt bereits geschlossen ist, die über diesen Prozess ermittelten Erzeugungskapazitäten aber aktiviert werden müssen, ist die Abgabe ergänzender Gebote während des Kopplungsprozesses von zentraler Bedeutung. Je nach Ausgestaltung berechnet das Auktionsbüro entweder die zusätzlich möglichen Stromflüsse<sup>261</sup> (volumenbasierter Ansatz) oder auch die neuen Spotpreise in Abhängigkeit der verfügbaren Übertragungskapazität sowie der Kauf- und Verkauforder der *Market Coupling*-Teilnehmer (preisbasierter Ansatz).<sup>262</sup> Im letzteren Fall tritt das Auktionsbüro als Teilnehmer der Börsen auf und kauft durch ein preisunabhängiges Gebot in der Niedrigpreisregion A den für das *Market Coupling* erforderlichen Strom und verkauft ihn in der Hochpreisregion B. In A kommt dieses einer Nachfrageerhöhung, in B einer Angebotsausweitung gleich, wodurch die ursprünglichen nationalen Erzeugungsmuster und demnach auch das Preisniveau angepasst werden. Strom

<sup>261</sup> Preise und Volumina pro Marktteilnehmer berechnen dann die Strombörsen separat.

<sup>262</sup> Neben einem realen Auktionsbüro ist wie beim trilateralen Konzept auch eine virtuelle Clearing-Stelle denkbar.

fließt von der Niedrigpreisregion in die Hochpreisregion.

Beide Verfahren – volumen- und preisbasierter Ansatz – können innerhalb eines *Market Coupling*-Gebietes nebeneinander existieren und unterscheiden sich lediglich durch die Verteilung der Kompetenzen hinsichtlich der Clearing-Preis- und Volumenberechnung. Volumenbasiertes *Market Coupling* verlangt jedoch einen geringeren Harmonisierungsgrad, da bislang eingesetzte Preisermittlungsalgorithmen der nationalen Strombörsen beibehalten werden können.<sup>263</sup> Von Nachteil ist allerdings das nun mögliche Auftreten von Ineffizienzen in Form von physischen Falschlieferungen und unvollständiger Kapazitätsauslastung. Bezieht das Auktionsbüro nicht alle für eine Börse preisrelevanten Faktoren in die Berechnung der Austauschprogramme mit ein<sup>264</sup>, so können sich die börslich ermittelten Preise und die daraus abgeleiteten Volumina von dessen Ergebnissen unterscheiden und in einem geringfügig abweichenden Kraftwerkseinsatz resultieren. Ist der Preisunterschied zwischen den Regionen groß, dann sind damit keine Auswirkungen auf die physische Flussrichtung verbunden, d.h. die betroffenen Zonen behalten unter börslich wie nicht-börslich ermittelten Preisen ihren Status als Im- bzw. Exportregion. Relevant wird diese Divergenz erst dann, wenn eine marginale Veränderung des Kraftwerkseinsatzes eine Änderung der Flussrichtung herbeiführt. Dieses aber kann nur dann auftreten, wenn sich die Zonenpreise nur wenig voneinander unterscheiden, was sich auf wenige Stunden beschränken sollte. Auch wenn diese Ineffizienzen eines volumenbasierten Ansatzes als vernachlässigbar erscheinen, so kann ihnen doch mithilfe eines *Tight Volume Couplings*<sup>265</sup> entgegengewirkt werden. Das AO nutzt dabei zur Flussermittlung die Preisberechnungsalgorithmen der jeweiligen Strombörse, so dass die Vorteile impliziter Auktionen wenigstens zum Teil genutzt werden können:

- Durch die Bildung der Nettoexportkurven ist gewährleistet, dass Strom immer in die richtige Richtung fließt. Explizite Auktionen ziehen in nicht

---

<sup>263</sup> Vgl. Consentec (2007).

<sup>264</sup> Das AO sammelt alle nationalen Order. Ausgehend von diesen erfolgt die Berechnung der Austauschprogramme.

<sup>265</sup> Das *Loose Volume Coupling* nutzt dagegen ein dem börslichen Algorithmus ähnliches Prinzip und kann dementsprechend zu leicht unterschiedlichen Ergebnissen führen. Vgl. ETSO (2008c).

unwesentlichem Maße physische Falschlieferungen nach sich.

- Die verfügbare Übertragungskapazität (ATC) wird soweit benötigt vollständig ausgeschöpft, was im expliziten Fall durch fehlendes Saldieren der Stromflüsse nur zufällig auftritt. Die beim *Market Coupling* implizit vergebenen Übertragungsrechte sind verpflichtend – entsprechen also Obligationen – und erlauben ein vollständiges Saldieren entgegengesetzter Stromflüsse, wodurch sich die ATC erhöht.
- Preisdifferenzen und somit Einnahmen aus dem Engpassmanagement entstehen (kurzfristig) nur dann, wenn tatsächlich eine physische Restriktion gegeben ist. Explizite Auktionen dagegen generieren möglicherweise auch dann Einkommen beim ÜNB, wenn keine Preisdifferenz zwischen benachbarten Ländern zustandekommt.
- Der Preis für Kapazität entspricht exakt dem Preisunterschied und kann somit als Signal für Erzeugungs- bzw. Netzinvestitionen dienen.

Auf der anderen Seite stehen diesen Effizienzgewinnen zusätzliche Kosten entgegen, die in erster Linie in der Schaffung eines Auktionsbüros begründet liegen. Zu berücksichtigen ist auch, dass zwar die Vorteile impliziter Auktionen genutzt werden, dass es sich *day ahead* neben einem vorher fixierten Anteil der Gesamtkapazität aber ausschließlich um Restkapazitäten handelt, die in der langfristigen Auktion nicht versteigert wurden. Eine schrittweise Verringerung langfristiger PTR würde allerdings zu einer reinen impliziten Auktion führen. Mit Hilfe einer solchen Anpassung würden auch die mit der langfristigen expliziten Vergabe verbundenen Ineffizienzen, mit denen eine Marktkopplung – solange sie als hybride Auktion ausgestaltet ist – noch immer einhergeht, verringert werden.

Im Vergleich zum *Market Splitting* zeigt sich zumindest *day ahead* beim *Market Coupling* demnach dasselbe Resultat – nämlich die Minimierung der Preisdifferenz zwischen beiden Zonen – die Herangehensweise unterscheidet sich jedoch fundamental. Während bei Ersterem ein Markt, der zentral organisiert ist, in verschiedene Preiszonen unterteilt wird, werden beim MC wenig-

tens zwei getrennte Märkte miteinander gekoppelt. Allerdings besteht beim *Market Coupling* ein wesentlich geringerer Harmonisierungszwang, d.h. die durch eine Marktkopplung verbundenen Zonen können völlig unterschiedlichen Marktdesigns unterworfen sein: Reine implizite Auktionen erfordern integrierte Märkte – unter einem hybriden Regime dagegen können separate Märkte für alle Systemdienstleistungen existieren, eine zentralisierte Optimierung beider Zonen ist nicht erforderlich.<sup>266</sup> So ist die Aufteilung der Regelzonen beim *Market Coupling* bereits im Vorfeld bekannt, da sie den nationalen Grenzen bzw. nationalen Regelzonen entspricht, während die Regelzonen beim *Market Splitting* in Abhängigkeit zur verfügbaren Übertragungskapazität erst mit Ermittlung der Spotpreise festgelegt werden.

Vielfach wird auch auf das verminderte Risiko eingegangen, dem Händler bzw. Erzeuger bei impliziten Auktionen im Vergleich zur expliziten Vergabe der Kapazität gegenüberstehen<sup>267</sup>, so dass auch kleinere Händler einen stärkeren Anreiz zur Teilnahme am grenzüberschreitenden Handel haben. Es ist zwar richtig, dass sie (*day ahead*) nun keine expliziten Rechte ersteigern müssen und dementsprechend nicht mehr dem Risiko unterliegen, in Richtung Niedrigpreisregion liefern zu müssen.<sup>268</sup> Da allerdings die Transaktionen anonymisiert erfolgen und die Marktteilnehmer ausschließlich den lokalen Marktpreis zahlen bzw. erhalten, hat *day ahead* auf Seiten der Händler/Erzeuger noch keine Ausnutzung oder Absicherung des Preisunterschiedes stattgefunden. Dieses ist erst dann möglich, wenn Finanzprodukte wie finanzielle Übertragungsrechte oder *Contracts for Differences* angeboten werden. Aber auch deren Preise müssen geschätzt werden und können demnach genauso fehlerhaft sein, wie diejenigen physischer Übertragungsrechte. Von einem verringerten Risiko kann hier also nicht gesprochen werden.

---

<sup>266</sup> Vgl. Boisseleau (2001).

<sup>267</sup> Z.B. unter [www.belpex.be](http://www.belpex.be).

<sup>268</sup> Beim *Market Coupling* wird ihnen stattdessen der Fahrplan entsprechend ihres Gebotes auferlegt und ihr Strom wird in die richtige Richtung transportiert.

## 4.6.2 Market Coupling-Projekte

Abbildung 4.11 veranschaulicht verschiedene *Market Coupling*-Projekte. Bislang wird ausschließlich zwischen Frankreich, Belgien und den Niederlanden (*Trilateral Market Coupling* (TLC)) sowie zwischen Deutschland und Dänemark eine solche Marktkopplung durchgeführt, allerdings befinden sich weitere Projekte in der Planungsphase: Das *Pentalaterale Market Coupling* (PMC) zwischen Frankreich, Belgien, den Niederlanden und Deutschland soll etwa im Jahre 2010 eingeführt werden, das *Multi Market Coupling* (MMC) zwischen Frankreich, Belgien, den Niederlanden und Norwegen etwa 2011. Darüber hinaus wurde von der EEX das sog. *Open Market Coupling* (OMC) entwickelt, dessen Umsetzung derzeit allerdings nicht vorgesehen ist. Diese Projekte werden im Folgenden vorgestellt.

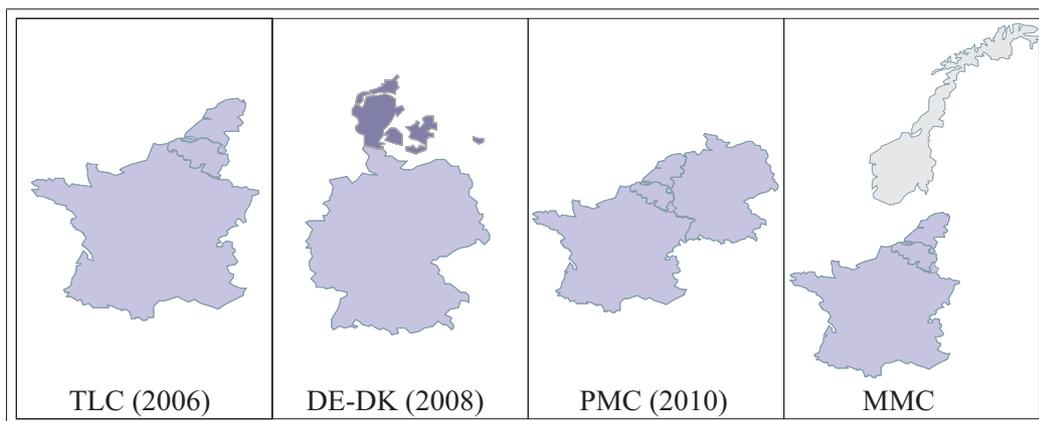


Abbildung 4.11: Market Coupling-Projekte in Europa.

### Trilaterales Market Coupling

In Zusammenarbeit mit den Übertragungsnetzbetreibern RTE, Elia und TenneT wurde zum November 2006 zeitgleich mit der Etablierung der belgischen Strombörse Belpex zwischen Frankreich, Belgien und den Niederlanden das NTC- sowie preisbasierte *Trilaterale Market Coupling* eingeführt. Die Kapazität zwischen Frankreich und Belgien sowie Belgien und den Niederlanden wird auf jährlicher und monatlicher Basis explizit vergeben, auf *day ahead*-Basis dagegen implizit. Die *intraday* verbleibenden Kapazitäten werden mithilfe ei-

ner Pro Rata-Allokation verteilt.<sup>269</sup> Der Kopplungsprozess erfolgt zwar nahezu äquivalent zum oben beschriebenen, durch die Erweiterung des Konzeptes um eine dritte Zone sowie Blockgebote, die für mehrere Stunden abgegeben werden, lässt sich das *Market Coupling* jedoch nur noch mithilfe eines zweistufigen Prozesses iterativ durchführen. Dieser wird – da das TLC als weltweit erstes MC-Konzept wegweisend für alle Folgeprojekte ist – an dieser Stelle erläutert.<sup>270</sup>

Für die Marktkopplung werden zwei Berechnungseinheiten herangezogen: das zentrale Koordinationsmodul und der zoneninterne *Block Selector*. Der *Block Selector* ermittelt zunächst unter Berücksichtigung unteilbarer Blockgebote die jeweilige Nettoexportkurve. Das Koordinationsmodul nutzt diese und die von den betroffenen ÜNB übermittelten ATC-Werte, die um die langfristig vergebenen physischen Rechte reduziert wurden, um hieraus die Preise und Nettopositionen (Import oder Export) für die einzelnen Zonen zu berechnen. Anschließend wird durch den *Block Selector* die zonale Nettoexportkurve um solche Blockgebote bereinigt, die nach den Ergebnissen des ersten Durchgangs nicht mehr akzeptiert werden würden.

**Bildung der NEC durch den *Block Selector*** Der *Block Selector* muss zwischen Stundengebotes, die lediglich für eine Stunde gelten, und Blockgebotes, die für eine beliebige Anzahl aufeinanderfolgender Stunden abgegeben werden können, unterscheiden. Hierfür konstruiert er jeweils eine separate Nettoexportkurve. Die Bildung der NEC aus den Stundengebotes ist unproblematisch und erfolgt nach dem oben beschriebenen Prinzip. Blockgebote dagegen sind ausschließlich komplett ausführbar, eine teilweise Erfüllung ist nicht möglich (*fill or kill*-Bedingung). Wird ein Blockgebot also akzeptiert – unabhängig davon, ob es sich um eine Kauf- oder Verkaufsoffer handelt – so ist der zugrunde liegende Fahrplan für die gesamte Geltungsdauer des Gebotes bindend. Da Nettoexportkurven aber für einzelne Stunden gebildet werden und durch Blockgebote nicht mehr unabhängig sind, muss der *Block Selector* einerseits

---

<sup>269</sup> Bis zum Jahre 2005 wurde die Kapazität jedoch ausschließlich administrativ vergeben, da die Auktion sonst von EdF dominiert worden wäre. Vgl. Hobbs (2005).

<sup>270</sup> Vgl. Belpex; APX; Powernext (2006).

Blockgebote auf Stunden herunterbrechen und diese zur Bildung der endgültigen Nettoexportkurven um die Stundengebote ergänzen. Andererseits muss er ermitteln, welche Kombination von Blockgeboten, das sog. *winning subset*, unter den Prämissen der Wohlfahrtsmaximierung *und* Unteilbarkeit zum besten Ergebnis führt. Bei den *winning subsets* handelt es sich dabei immer um eine Summe aus Kauf- und Verkaufsordern. Die Saldierung dieser führt zum *Net Block Volume* (NBV). Ein positives NBV steht für eine Nettoexport-, ein negatives für eine Nettoimportposition der Zone.

Hiervon wird im ersten Durchgang jedoch abstrahiert: Das *winning subset* beinhaltet in der ersten Nettoexportkurve *alle* zum *Net Block Volume* saldier-ten Blockgebote. Das Koordinationsmodul beginnt nun mit der Berechnung eines vorläufigen Marktergebnisses, welches an den *Block Selector* übermittelt wird. Dieser legt ein neues *winning subset* fest, indem er das ursprüngliche um einige Blockgebote bereinigt: *Blockverkaufsgebote* werden nur dann akzeptiert, wenn der durchschnittliche Marktpreis in den für das Blockgebot geltenden Stunden größer oder gleich dem Preis des Blockgebotes ist. Umgekehrt werden geblockte Kauforder dann in die (zweite) Nettoexportkurve aufgenommen, wenn der durchschnittliche Marktpreis in den für das Blockgebot geltenden Stunden kleiner oder gleich dem Preis des Blockgebotes ist. Wird nun beispielsweise ein positives *winning subset* (Verkauf) akzeptiert, dann ist sein Preis im Schnitt demnach *immer* kleiner oder gleich dem durchschnittlichen Marktpreis – wiederum auf die Geltungsdauer des Blockgebotes bezogen. Für die *einzelne* Stunde ist die Gesamtheit *aller* Blockgebote also fix, d.h. preisunabhängig. Insofern wird die Nettoexportkurve aus den Einzelstundengeboten um die Menge der preisunelastischen und auf Stunden heruntergebrochenen Blockgebote nach rechts und im Falle eines negativen *winning subset* nach links verschoben – je nachdem, ob Angebot oder Nachfrage der Blockgebote überwiegen. Diese adjustierte NEC wird nun wiederum dem Koordinationsmodul übermittelt, welches den Kopplungsprozess erneut durchführt. Am Ende dieses zweiten Durchlaufs wiederholt der *Block Selector* das oben geschilderte Prozedere. Dieser Prozess setzt sich solange fort, bis zwei aufeinanderfolgende Iterationen zum selben Ergebnis führen, womit eine weitere Anpassung der

Nettoexportkurven nicht mehr erforderlich ist.

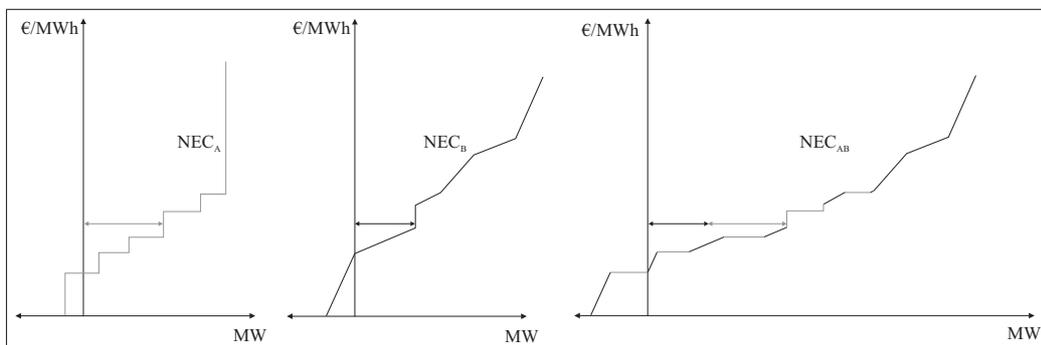


Abbildung 4.12: Verknüpfung zweier NEC im TLC.

**Der Kopplungsprozess des Koordinationsmodul** Im Drei-Zonen-Fall entspricht der Export des einen Landes nun nicht mehr zwangsläufig dem Import des anderen. Daher werden auch beim Kopplungsprozess selbst mehrere Schritte benötigt. Zunächst werden dabei die drei lokalen Marktpreise betrachtet, die ohne Berücksichtigung vorhandener Übertragungskapazität berechnet werden. Diese werden der Höhe nach sortiert. Anschließend werden Exporte zugelassen, wobei ungeachtet möglicher Transite<sup>271</sup> die Zone mit dem höchsten aus der Zone mit dem niedrigsten lokalen Marktpreis importiert. Die Exportmenge wird solange erhöht bis ein Markt seine verfügbare Übertragungskapazität erreicht hat und keinen Strom mehr im- bzw. exportieren kann oder bis einer der Marktpreise dem mittleren Strompreis entspricht. Im ersten Fall bleibt der kapazitätsbeschränkte Markt isoliert und zwischen den beiden übrigen Märkten wird ein bilaterales *Market Coupling* durchgeführt. Im zweiten Fall werden die beiden nun preiskonvergenten Zonen als ein Markt betrachtet, der in die Hochpreisregion exportieren wird. Dazu werden die Nettoexportkurven beider Länder (in Abbildung 4.12  $NEC_A$  und  $NEC_B$ ) mithilfe einer einfachen Horizontaladdition zusammengefasst, woraufhin wiederum ein (modifiziertes) bilaterales *Market Coupling* abgewickelt wird.

Da bislang weder CfD noch FTR eingeführt wurden, ist derzeit den Marktteilnehmern keine Absicherung gegen überregionale Preisdifferenzen

<sup>271</sup> Frankreich als Niedrigpreisregion exportiert bspw. Strom über Belgien in die Hochpreisregion Niederlande.

möglich. Trotzdem lassen sich die positiven Auswirkungen des TLC sofort an der Entwicklung der Spotpreise ablesen.

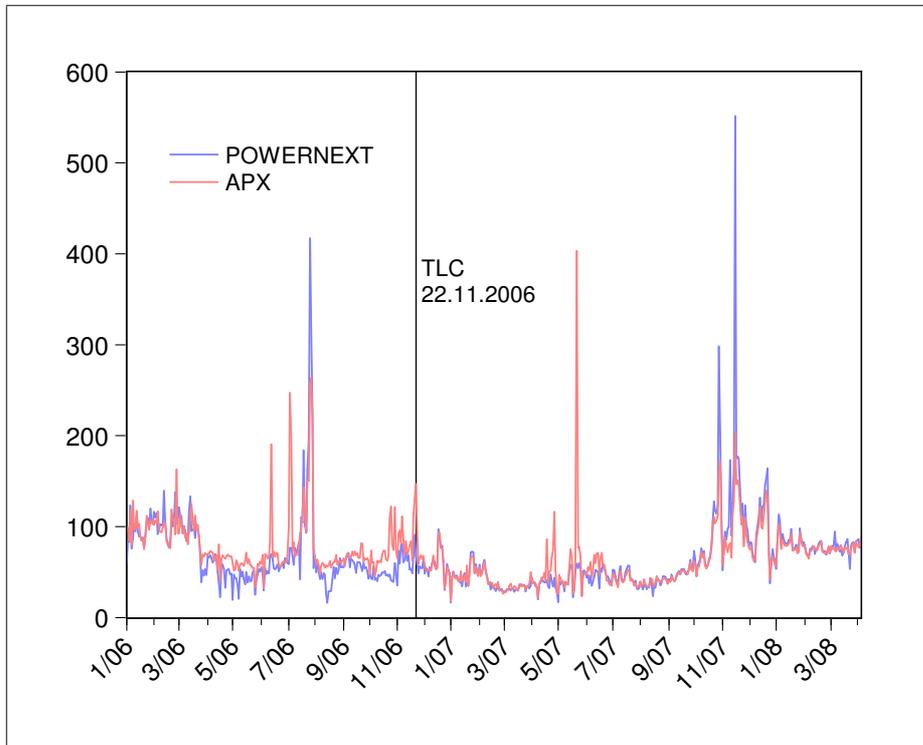


Abbildung 4.13: Erste Ergebnisse des TLC (Frankreich und Niederlande, Tagesdurchschnitt (*peak*)).

**Erste Ergebnisse des TLC** Diese sind für Frankreich und die Niederlande von Januar 2006 bis Anfang April 2008 in Abbildung 4.13 dargestellt.<sup>272</sup> Betrug vor Einführung des TLC die durchschnittliche Preisdifferenz noch 10,73 Euro/MWh, so lag sie zwischen November 2006 und Anfang April 2008 nur noch bei -0,81 Euro/MWh. Zwar waren die Preise aller drei Märkte nur zu 6 Prozent aller Beobachtungen ausgeglichen, allerdings stieg der Anteil der Stunden, in denen die Niederlande und Frankreich einen Markt bildeten von 5 Prozent vor dem TLC auf 20 Prozent nach dessen Implementierung. Der belgische und französische Markt bildeten zu 80 Prozent aller Stunden eine Zone, Belgien und die Niederlande dagegen nur zu 15 Prozent.

<sup>272</sup> Ein Vergleich der Preisunterschiede vor und nach Einführung des TLC zwischen Belgien und den Niederlanden bzw. Frankreich ist nicht möglich, da die belgische Strombörse Belpex simultan zum TLC eröffnet wurde. Hier gelten Märkte als integriert, wenn  $-1 < PD < 1$ .

## Market Coupling zwischen Deutschland und Dänemark

Bis zum Oktober 2005 erfolgte auf Kontek<sup>273</sup> die Vergabe der Kapazitäten durch explizite Auktionen. Diese wurden jedoch zugunsten eines *Market Coupling*-Konzeptes abgeschafft, dessen Koordination durch das Auktionsbüro Nordpool Spot vorgenommen wird. Mit Implementierung einer impliziten Auktion wurde gleichzeitig eine neue Preiszone (Kontek) eingerichtet. Diese stellt zwar eine eigenständige Zone im skandinavischen System dar, wird aber nicht in den Algorithmus zur Berechnung des Systempreises integriert, da letzterer als nordischer Referenzpreis für alle auf Eltermin geschlossen finanziellen Kontrakte dient und von daher möglichst unbeeinflusst vom deutschen Spotpreis bleiben soll.

Auch im Zuge dieses ersten MC-Projektes wurden auf langfristiger Basis physische Übertragungsrechte vergeben, die *day ahead*-Auktion erfolgt implizit. Von einem vollständigen *Market Coupling*, welches zu einer Integration des gesamten dänischen und deutschen Marktes führt, konnte hier bis Ende September 2008 jedoch nicht gesprochen werden, da die zweite Leitung zwischen Deutschland und Dänemark<sup>274</sup> zwar nach einem MC-ähnlichen, aber noch immer expliziten Verfahren bewirtschaftet wurde. Bei dieser sog. *Cross Border Optimization* (CBO)<sup>275</sup> ersteigert der Marktteilnehmer in der täglichen Auktion Kapazität für bestimmte Stunden für den nächsten Tag und zeigt diese bei den beteiligten ÜNB an. Die Verwaltung der ersteigerten Kapazität kann optional auf Nordpool Spot übertragen werden. Anschließend wird sowohl von der EEX als auch von Nordpool das Clearing der Spotmärkte vorgenommen, wobei in der Berechnung des Systempreises für Skandinavien die übertragene Kapazität berücksichtigt wird. Somit findet zwischen Deutschland und Dänemark-West eine implizite Auktion auf freiwilliger Basis statt: Tritt eine Differenz zwischen den Preisen auf, werden von den Bietern, die ihre Kapazität Nordpool überlassen haben, nur diejenigen Bieter zur Lieferung

<sup>273</sup> Gleichstromleitung zwischen Deutschland und Dänemark, vgl. 2.5.3. Teilnehmer dieses Pilotprojektes sind Nordpool Spot, Vattenfall AB, VE Transmission sowie energinet.dk.

<sup>274</sup> Die Festlandverbindung (Deutschland – Dänemark West) liegt im E.ON-Gebiet und ist mit einer Kapazität von 800 MW in nördlicher Richtung und 1200 MW in südlicher Richtung ausgestattet.

<sup>275</sup> Vgl. Kristiansen (2007a).

verpflichtet, die Kapazität in die Hochpreisregion ersteigert haben. Diese werden mit dem Preisunterschied zwischen Deutschland und Dänemark entlohnt. Denjenigen Bietern, die Übertragungsrechte in Richtung der Niedrigpreisregion ersteigert haben, wird dagegen die Lieferung untersagt und damit das Übertragungsrecht verwehrt. Eine Entlohnung erfolgt nicht. Auf diese Weise wird sichergestellt, dass der Strom – wenigstens aus den PTR, die Nordpool überlassen wurden – ausschließlich von der Niedrig- in die Hochpreisregion fließt.

Der einzige Unterschied zur reinen expliziten Auktion besteht also in der Möglichkeit, die PTR und damit die Nominierung Nordpool zu überlassen, womit wenigstens *day ahead* physische Falschlieferungen ausgeschlossen sind. Insofern könnte die *Cross Border Optimization* bis zur endgültigen Implementierung eines *Market Couplings* übergangsweise an jeder europäischen Kuppelstelle umgesetzt werden, insbesondere aber für die Kuppelleitungen zwischen den verschiedenen regionalen Märkten, deren Kopplung erst für das nächste Jahrzehnt geplant ist (z.B. MMC).

Der CBO-Mechanismus zwischen West-Dänemark und Deutschland wurde im September 2008 von einem vollständigen volumenbasierten *Market Coupling*-Verfahren abgelöst, was ebenfalls auf einer impliziten Allokation basiert. Während hier langfristige explizite Auktionen bestehen bleiben, wurden sie auf Kontek vollständig durch implizite Auktionen substituiert. Kontek als Preiszone wurde hierfür abgeschafft. Außerdem wurde mit Genehmigung des Joint Ventures zwischen Nordpool, der EEX, VE-T, Eon Netz und energinet.dk im August 2008 ein Auktionsbüro geschaffen, die *European Market Coupling Company* (EMCC)<sup>276</sup>, so dass dem ersten MC-Projekt unter deutscher Beteiligung keine Hindernisse mehr im Wege stehen.

### Geplante Market Coupling-Projekte

Die Integration verschiedener regionaler MC-Projekte soll langfristig der Einführung eines europaweiten lastflussbasierten Zonenmodells, dessen Marktge-

---

<sup>276</sup> Aufgrund fehlender horizontaler Überschneidungen zwischen den beteiligten vertikal integrierten Konzernen ist das EMCC als unbedenklich einzustufen.

biete dem Verlauf der politischen Grenzen entsprechen, Vorschub leisten. Zu den wichtigsten Vorhaben dieser Art zählen neben den beiden oben genannten Projekten zwei weitere, die sich derzeit allerdings noch in der Planungsphase befinden: das *Pentalaterale Market Coupling* sowie das *Multi Market Coupling*. Letztendlich aber sollen alle regionalen Initiativen im sog. *Dome Market Coupling* münden, welches alle mitteleuropäischen Staaten nach einem flussbasierten Verfahren verknüpfen soll.

***Pentalaterales Market Coupling*** Das Pentalaterale Energieforum wurde im Jahr 2005 von Deutschland, Frankreich, Belgien, den Niederlanden und Luxemburg gegründet. Ziel des Energieforums ist die Implementierung des lastfluss- sowie preisbasierten *Market Couplings* innerhalb dieser CWE-Region. Im Juni 2007 wurde dafür ein *Memorandum of Understanding* unterzeichnet, das die Einführung für Anfang 2009 vorsieht.<sup>277</sup> Mit der Fusionsgenehmigung seitens der Europäischen Kommission im August 2008 wurde das CASC (*Capacity Allocation Service Company for Central Western Europe*) gegründet, welches als AO mit Sitz in Luxemburg für die ex- und implizite Vergabe von Übertragungsrechten zuständig sein wird.

***Multi Market Coupling*** Zwischen den Niederlanden und Norwegen soll die Kapazitätsvergabe implizit nach einem bilateralen *Market Coupling*-Mechanismus erfolgen, der dann mit dem trilateralen Abkommen zwischen Belgien, den Niederlanden und Frankreich verknüpft werden soll. Bislang erfolgt die Kapazitätsvergabe aber explizit, sobald allerdings das Pentalaterale MC implementiert ist, soll eine Umstellung auf implizite *day ahead*-Auktionen erfolgen.<sup>278</sup> Hierfür ist jedoch ebenfalls eine Synchronisation der Börsenzeiten vonnöten (vgl. Kapitel 4.6.3). Auch sollen mit Fertigstellung des BritNed-Kabels der britische und niederländische Markt bis zum Jahre 2010 gekoppelt und der iberische und osteuropäische Strommarkt in die bislang regionalen *Market Coupling*-Konzepte der CWE-Region eingegliedert werden. Hierfür bedarf es

---

<sup>277</sup> Vgl. Pentalateral Energy Forum (2007). Allerdings wurde der Termin auf Anfang 2010 verschoben.

<sup>278</sup> Vgl. TenneT (2007).

jedoch zunächst einer Erweiterung physischer Übertragungskapazitäten.

**Der Weg zum *Dome Market Coupling*** Zur Etablierung eines vollständig integrierten europäischen Engpassmanagement unter Nutzung impliziter Auktionen werden derzeit drei Vorschläge diskutiert, die sich durch den mit ihnen verbundenen Zentralisierungsgrad und Implementierungsaufwand unterscheiden:

- Eine **zentralisierte paneuropäische Lösung**, die alle regionalen Märkte zu einer neuen europäischen Zone zusammenfasst, umfasst eine vollständige Harmonisierung aller das Engpassmanagement betreffenden Aspekte, erfordert allerdings keine multilateralen Abkommen zwischen verschiedenen Ländern. Bevor jedoch eine von allen Seiten akzeptierte Lösung erarbeitet werden kann, müssen Unterschiede der individuellen Marktdesigns identifiziert sowie Auswirkungen einer Zentralisierung für alle Teilmärkte untersucht werden. Eine Umsetzung ist aufgrund des sehr hohen Zeitbedarfs jedoch zunächst nicht zu empfehlen und wäre darüber hinaus auch ausschließlich über juristische Zwänge erreichbar.<sup>279</sup>
- Mithilfe einer **horizontalen Integration**, d.h. schrittweisen Ausweitung regionaler *Market Coupling*-Zonen könnten Stromflüsse zentralisiert berechnet und durch ein preisbasiertes *Market Coupling* ergänzt werden. Regionale Auktionsbüros wären damit redundant, aber auch Strombörsen und Übertragungsnetzbetreiber würden ihre Kompetenzen zumindest auf dem *day ahead*-Markt bzw. als Engpassmanager verlieren. Darüber hinaus erfordert eine horizontale Aggregation die Harmonisierung bestehender sowie die Schaffung neuer börslicher Finanzprodukte (FTR, CfD). Von Vorteil ist die Nutzung bestehender Arrangements.
- Der geringste Implementierungsaufwand wird erreicht, indem innerhalb des zukünftig bestehenden Systems mehrerer bi- oder auch multilateraler MC-Regimes eine übergeordnete Instanz – der ***Dome Coupler*** –

---

<sup>279</sup> Vgl. ETSO (2008c).

geschaffen wird, die unter Verwendung der Gebote sowie Kapazitätswerte der ÜNB Stromflüsse berechnet, die regionale Märkte anschließend für die Ermittlung ihrer Preise und Volumina heranziehen. Intraregional wird dann die jeweils implementierte Engpassmanagementmethode durchgeführt. Das *Dome Coupling* erlaubt dementsprechend neben impliziten die Existenz expliziter Auktionen sowie regionaler Auktionsbüros, stellt also diejenige Alternative mit den geringsten Änderungsanforderungen dar. Auch können sich regionale Methoden mit der Zeit verändern. Die Umsetzung eines *Dome Couplings* ist im Vergleich zu den beiden oben genannten Alternativen mittelfristig daher relativ zügig möglich, insbesondere dann, wenn die physischen Flüsse mithilfe eines *Loose Market Coupling* berechnet werden. Die gleichzeitige Schließung der Orderbücher wird, wie für alle *Market Coupling*-Alternativen, vorausgesetzt. Abbildung 4.14 zeigt die prinzipielle Funktionsweise und Position eines solchen übergeordneten *Dome Couplers*.

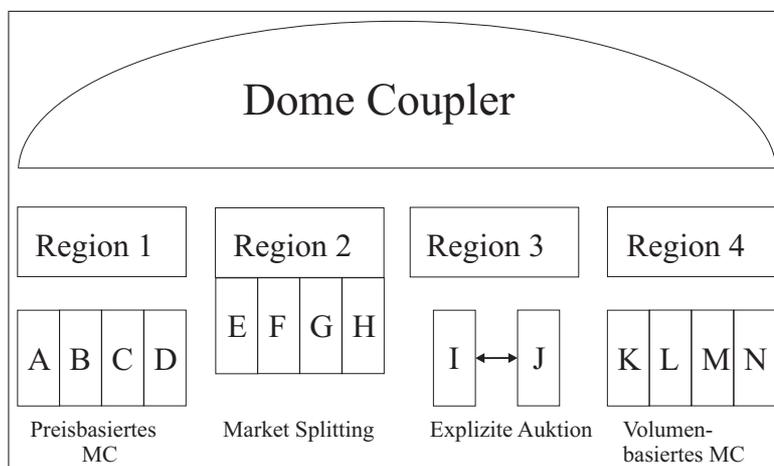


Abbildung 4.14: Dome Coupling.  
Quelle: eigene Darstellung in Anlehnung an ETSO (2008a).

### Exkurs: Open Market Coupling

Der von der EEX entwickelte Sonderfall des *Open Market Coupling* (OMC) wurde erstmals im Januar 2005 im Rahmen des *Nordic Mini Forums* in Helsinki vorgestellt. Eine Einführung ist bislang jedoch nicht vorgesehen. Es basiert auf dem Konzept des *Flow Based Market Coupling* und sieht im Unterschied

zum TLC neben einer impliziten *day ahead*-Vergabe von Übertragungsrechten lang- und kurzfristige explizite Auktionen vor. Das preisunabhängige Gebot, welches das Auktionsbüro tätigt, ist daher nun einerseits abhängig von der verfügbaren Übertragungskapazität, andererseits aber auch von den *day ahead* explizit versteigerten Übertragungsrechten. Diese wurden zwar seitens der Käufer bereits nominiert, seitens des Auktionsbüros aber noch nicht akzeptiert. Damit eine möglichst effiziente Vergabe dieser expliziten Rechte erfolgt, berechnet das Auktionsbüro vor Abgabe seiner preisunabhängigen Gebote den effizienten Engpasspreis, der sich bei vollständiger Nutzung der Kuppelkapazität in richtiger Richtung ergeben würde. Alle expliziten Gebote, die diesen übersteigen, werden nun akzeptiert, was die damit verbundenen Fahrpläne verbindlich werden lässt. Alle anderen Gebote werden abgelehnt. Die akzeptierten PTR werden nun von der verfügbaren Übertragungskapazität abgezogen, woraufhin das Auktionsbüro Strom in der noch verbleibenden Menge kauft bzw. verkauft. Das Auktionsbüro erhält somit zum einen den Erlös aus der expliziten Vergabe und zum zweiten aufgrund des preisunabhängigen Gebots die Preisdifferenz, die sich nach dem OMC-Verfahren zwischen den beteiligten Märkten ergibt.<sup>280</sup>

Die simultane Existenz expliziter und impliziter Auktionen auf kurzfristiger Basis allerdings könnte – so argumentiert die Bundesnetzagentur – dem *Market Coupling*-System Liquidität entziehen. Alle Nachteile einer expliziten Auktion bleiben bestehen, die Preisdifferenzen werden höher ausfallen als bei einer reinen impliziten Vergabe.<sup>281</sup> Aus der verzögerten Akzeptanz expliziter Gebote folgt jedoch eine eindeutige Tendenz zur Teilnahme an der impliziten Auktion. Käufer eines expliziten Übertragungsrechtes erhalten dieses nämlich nur dann, wenn ihr eigenes Gebot die Preisdifferenz übersteigt. Entweder kommen sie also gar nicht erst zum Zuge oder sie zahlen mehr als sie eigentlich bei Teilnahme an der impliziten Auktion hätten zahlen müssen. Dies dürfte eine Konzentration auf die implizite Versteigerung mit sich bringen, da diese ein geringeres finanzielles Risiko birgt. Auch die Ineffizienzen, die durch eine explizite Auktion entstehen, werden korrigiert, so dass die explizite *day*

---

<sup>280</sup> Vgl. Kühling (2005).

<sup>281</sup> Vgl. Bundesnetzagentur (2007a).

*ahead*-Auktion faktisch abgeschafft wird.

Im Auftrag der Bundesnetzagentur führte Frontier Economics<sup>282</sup> im Jahre 2006 die bisher umfassendste Studie zum OMC durch, in der die potenziellen Wohlfahrtseffekte eines *Open Market Coupling*-Regimes untersucht wurden. Dazu wurden unter verschiedenen Szenarien<sup>283</sup> die volkswirtschaftlichen Kostenersparnisse berechnet, die sich ergeben, wenn vom aktuellen System expliziter Auktionen abgewichen wird und verschiedene Formen des OMC implementiert werden. Unter der Voraussetzung eines funktionierenden *Intraday*-Marktes ergibt sich ein jährlicher Nettowohlfahrtseffekt zwischen 7 und 11 Mio. Euro. Sollte sich kein perfekter *Intraday*-Markt etablieren können, beträgt der Wohlfahrtseffekt ein Vielfaches des genannten Wertes.<sup>284</sup> Da die explizite *day ahead*-Auktion aber ohnehin langfristig zum Erliegen kommen würde, lassen sich die in der Frontier-Studie errechneten positiven Wohlfahrtseffekte auch auf ein *Market Coupling* übertragen, welches diese nicht zulässt. Durch geringere Transaktionskosten aufgrund des Verzichts auf die explizite *day ahead*-Auktion sollten diese sogar noch höher ausfallen.

### 4.6.3 Synchronisierter Handelsschluss auf Spotmärkten

Obwohl beim *Market Coupling* nur ein geringer Harmonisierungszwang zwischen den in den einzelnen Märkten etablierten Systemen besteht, so erfordert es – da nur nach Eingang aller Order auf allen beteiligten Börsen der Kopplungsprozess beginnen kann – einen simultanen Handelsschluss nationaler Strombörsen. Dieses hat aber Auswirkungen auf den grenzüberschreitenden Handel mit Regionen, in denen noch kein *Market Coupling* etabliert wurde,

<sup>282</sup> Vgl. Frontier Economics (2006).

<sup>283</sup> Das Referenzszenario umfasst dabei neben NTC-basierten expliziten Auktionen einen Sekundärmarkt nach dem *use it or sell it*-Prinzip. Das ebenfalls NTC-basierte zweite Szenario bezieht implizite *day ahead*-Auktionen in die Berechnungen mit ein, während das dritte PTDF-basiert ist, allerdings ohne Umsetzung des OMC-Konzeptes. Das vierte und fortschrittlichste Szenario beinhaltet ein flussbasiertes OMC sowie einen Sekundärmarkt. Allen vier Szenarien ist ein *Intraday*-Handel gemein, da dieser seit Januar 2008 für alle grenzüberschreitenden Interkonnektoren verpflichtend ist.

<sup>284</sup> Die durch *Open Market Coupling* erreichbaren Vorteile werden demnach zum Teil auch schon durch die Etablierung eines *Intraday*-Marktes realisiert.

was hier anhand der Zusammenlegung der Spotmärkte von Powernext und EEX zum Ende des Jahres 2008 und der damit verbundenen Synchronisation analysiert werden soll. Dieses Beispiel ist auf beliebige andere Projekte übertragbar und zeigt die internationalen Interdependenzen unterschiedlicher Umsetzungszeitpläne von MC-Projekten.

Das Trilaterale MC zwischen den Niederlanden, Frankreich und Belgien ist bereits implementiert, eine Integration Norwegens und Deutschlands ist über das MMC bzw. PMC geplant. Handelsschluss auf Powernext ist um 11:00, auf Nordpool und der EEX dagegen erst um 12:00 Uhr. Da Norned als einzige Leitung zwischen den Regionen mit Gleichstrom betrieben wird, ist die Einführung einer impliziten Auktion technisch leichter umzusetzen als innerhalb der stark vermaschten PMC-Region. Durch das MMC ist allerdings eine Anpassung des Handelsschluss von Powernext von 11:00 auf 12:00 Uhr vonnöten, was unter der Prämisse der vorläufigen Beibehaltung expliziter *day ahead*-Auktionen möglicherweise negative Konsequenzen für den grenzüberschreitenden Handel zwischen Frankreich und Deutschland nach sich zieht.

Bislang konnten nicht abgesetzte/gedeckte Mengen von französischen Händlern noch auf der EEX ver- bzw. gekauft werden. Würden die Spotpreise in Deutschland und Frankreich gleichzeitig veröffentlicht, entfällt diese Möglichkeit. Dieses führt durch ein vorsichtigeres Bietverhalten<sup>285</sup> zu einer erhöhten Volatilität der Spotpreise, wodurch die Attraktivität des Börsenplatzes sinkt und Liquidität vom *day ahead*-Markt abgezogen und in Richtung OTC-Markt gelenkt wird.

In Bezug auf das grenzüberschreitende Engpassmanagement ist nun mit zwei Effekten zu rechnen. Auf der einen Seite sinken durch ein verringertes *day ahead*-Handelsvolumen die Gebote, die für das *Trilaterale Market Coupling* zur Verfügung stehen. Die Preiselastizität der Nettoexportkurven würde sich verringern und es würden sich höhere MC-Preise einstellen. Demgegenüber stehen die expliziten Gebote an der deutsch-französischen Grenze. Da durch volatilere Spotpreise auch die Volatilität der Preisdifferenz steigt, könnte sich der Wert der langfristigen PTR verringern und die Signalwirkung des Grenz-

---

<sup>285</sup> D.h. höhere Verkaufsgebote und geringere Kaufgebote.

gebotes noch weiter verzerren. Außerdem wird die Zeit, in der keine Informationen über den Marktpreis, aber auch über die Richtung der Preisdifferenz vorliegen, um eine Stunde verlängert. Dieses erhöht zum einen das kurzfristige Preisrisiko für Marktteilnehmer, wirkt sich aber möglicherweise auch auf die Nutzung der ATC aus: Bislang ist der *day ahead*-Spotpreis für Frankreich um 11:00, der deutsche um 12:00 Uhr bekannt. Die Preisdifferenz ist aber leichter antizipierbar, wenn wenigstens eines ihrer Elemente bereits veröffentlicht wurde. Diese Information würde jedoch bei einer Synchronisation entfallen. Die Wahrscheinlichkeit, die Preisdifferenz falsch einzuschätzen und damit *day ahead* Nominierungen in die falsche Richtung abzugeben, steigt, so dass dieses letztendlich in einer weniger effizienten Nutzung der Übertragungskapazität zwischen Deutschland und Frankreich resultiert.

Da diese negativen Effekte zwischen Deutschland und Frankreich unter Beibehaltung einer expliziten Auktion die positiven Auswirkungen eines *Market Couplings* zwischen der TLC-Region und Norwegen überkompensieren könnten, sollte eine Handelsschluss-Synchronisation von Powernext und EEX demnach nur dann umgesetzt werden, wenn simultan das *Pentalaterale Market Coupling* implementiert wird. Erst dann sollte die Erweiterung des TLC um den skandinavischen Markt folgen. Aufgrund stabiler und gut prognostizierbarer Preise in Norwegen sollten sich auch bei dieser expliziten Auktion Preise und Nominierungen einstellen, die wenigstens näherungsweise effizient sind. Ein freiwilliger CBO-Mechanismus könnte dennoch auftretende physische Falschliefereien zusätzlich reduzieren.

#### 4.6.4 Zwischenfazit Market Coupling

*Market Coupling* stellt eine mittelfristig leicht umsetzbare und mit geringem Harmonisierungsaufwand verbundene Alternative zu reinen impliziten Auktionen dar. Es ermöglicht neben einem OTC-Handel mehrere nebeneinander existierende Strombörsen und sorgt gleichzeitig für eine effiziente Nutzung der Kapazität in Richtung der Hochpreisregion. Bereits das *Trilaterale Market Coupling* hat gezeigt, dass eine Verknüpfung von nur drei Zonen eine ent-

scheidende Verringerung des Preisunterschiedes und damit Preiskonvergenz mit sich bringt, die unter Integration mehrerer Zonen letztendlich zu einem europäischen Binnenmarkt führen kann.

Dessen Etablierung erfordert jedoch noch einige Anpassungen. So bedarf es vor Einführung eines jeden MC-Regimes eines simultanen Handelsschlusses, aus dem sich wiederum Wechselwirkungen mit Kopplungsprojekten anderer Grenzen ergeben. Außerdem müssen neue Institutionen, d.h. Auktionsbüros geschaffen werden, die so flexibel ausgestaltet sind, dass im Zuge der Integration mehrere MC-Zonen neue Anteilseigner aufgenommen werden können. Die Stellung dieser Auktionsbüros an sich könnte sich als problematisch erweisen, da es sich um eine Kooperation mehrerer ÜNB handelt, die wenigstens zum Teil noch immer vertikal integrierten Unternehmen angehören.<sup>286</sup> Die Abgabe ergänzender Gebote könnte demnach von Eigeninteressen gefärbt sein, so dass durch das *Market Coupling* neue Spielräume monopolistischen Verhaltens entstehen können. Außerdem obliegt den Auktionsbüros zum einen die Entwicklung neuer standardisierter Finanzderivate in Form von CfD oder FTR, die eine Absicherung bzw. Ausnutzung des Preisunterschiedes ermöglichen, zum anderen aber auch die Bereitstellung einer Plattform, auf der diese gehandelt werden können. Darüber hinaus bedarf es bis zur Etablierung eines europaweiten *Dome Couplings* Übergangsregelungen, die auch zwischen einzelnen MC-Regionen zu einer effizienten Vergabe der Engpasskapazität führen. Hierfür eignen sich zunächst explizite Auktionen, die jedoch um den CBO-Mechanismus ergänzt werden könnten, um so auf freiwilliger Basis physische Falschlieferungen weitgehend zu reduzieren.

Neben diesen durchaus als positiv zu bewertenden Eigenschaften und Effekten eines MC-Regimes dürfen einige Aspekte jedoch nicht vernachlässigt werden. So ist der zentrale Vorteil eines MC-Regimes gegenüber impliziten Auktionen – die mögliche Existenz eines OTC-Handels – gleichzeitig eine entscheidende Schwachstelle. Da ausschließlich börslich abgegebene Gebote in die NEC einfließen, wird nicht das *international* günstigste, sondern das günstigste Kraftwerk *aus der Menge der Order* eingesetzt. Zwar gilt der Spotpreis

---

<sup>286</sup> Vgl. ETSO (2008c).

als Referenz für OTC-Transaktionen, trotzdem macht der börsliche Anteil nur einen Bruchteil des gesamten Handelsvolumens aus, so dass die letztendliche Wirkung einer *Market Coupling*-Initiative entscheidend von der Liquidität der Strombörsen abhängt.

Außerdem kommt es bei allen hier vorgestellten *Market Coupling*-Alternativen einzig zur Abschaffung der expliziten *day ahead*-Auktion. Auf langfristiger Ebene werden noch immer physische Übertragungsrechte vergeben, die erheblichen Nachteile expliziter Auktionen bleiben daher prinzipiell bestehen. Eine sofortige Umstellung auf implizite Auktionen ist nicht möglich, allerdings könnte eine schrittweise Verringerung der über PTR vergebenen Kapazität eine solche realisierbar machen und sogar – wenn sie langfristig angelegt ist – mit einem ausreichenden Maß an regulatorischer Sicherheit verbunden sein.

## 4.7 Ausblick: Grenzüberschreitende Intraday-Märkte

Obwohl ein grenzüberschreitender *Intraday*-Markt, der nach Handelsschluss bis zur endgültigen Festlegung der Fahrpläne<sup>287</sup> internationalen Stromhandel ermöglicht, aufgrund seiner Flexibilität seit Januar 2008 verpflichtend ist<sup>288</sup>, wurde er bislang nur zwischen Spanien und Portugal bzw. Frankreich sowie zwischen den skandinavischen Ländern realisiert (siehe Tabelle 4.2). Erzeuger können mithilfe eines *Intraday*-Marktes ihre Positionen dezentral ausgleichen, was insbesondere bei Kraftwerksausfällen, Lastschwankungen und veränderten Einspeisungen aus Wind- oder Solarenergie von Vorteil sein kann. Durch die geringe Vorlaufzeit des *Intraday*-Marktes ist darüber hinaus eine unmittelbare Reaktion auf Preisschwankungen möglich<sup>289</sup>, die daher auch sehr kurzfristig in einer effizienten Ausnutzung grenzüberschreitender Übertragungskapazität resultieren kann. Die nun realisierbaren Arbitragegewinne könnten wiederum

---

<sup>287</sup> Etwa eine Stunde vor Beginn der physischen Lieferung.

<sup>288</sup> Vgl. VO (EU) 1228/2003 Leitlinien Art. 1.9.

<sup>289</sup> Da allerdings der *Intraday*-Handel flexibel auf plötzliche Veränderungen reagieren kann, muss die Richtung des Stromflusses vom Vortrag nicht zwangsweise mit der *intraday* ermittelten Richtung übereinstimmen.

neue Marktteilnehmer anziehen und Strommärkten insgesamt zu mehr Liquidität verhelfen<sup>290</sup>, von der auch kleinere integrierte Regionen profitieren können, deren Märkte separat betrachtet keine ausreichende Liquidität aufweisen.

Markt	Nordpool	MIBEL	FR – ES
Produkt	Strom und Kapazität	Strom und Kapazität	PTR
Methode	fortlaufend	implizit (6 pro Tag)	explizit (2 pro Tag)

Tabelle 4.2: Grenzüberschreitende *Intraday*-Märkte.

Quelle: eigene Darstellung in Anlehnung an ETSO (2008c).

Derzeit erfolgt allerdings die *Intraday*-Vergabe von Übertragungskapazität an nahezu allen Grenzen Europas kostenfrei nach dem Windhundprinzip (z.B. DE – F, DE – CZ), womit eine effiziente Allokation dieser nur rein zufällig erreicht wird. Daher fehlt eine konkrete regulatorische Basis, auf der ein europäischer *Intraday*-Handel aufgebaut werden kann. Einige zentrale Aspekte für *Intraday*-Märkte lassen sich dennoch aus der obigen Diskussion zum Engpassmanagement ableiten:

Eine kostenfreie Vergabe der Kapazität sollte grundsätzlich unterbleiben. Hieraus würde eine abwartende Haltung seitens der Marktteilnehmer resultieren, womit sich Kapazitätspreise auf dem *day ahead*-Markt, aber auch die Anzahl der Teilnehmer und damit auch die Liquidität sowohl auf Spot- als auch auf Kapazitätsmärkten verringern würden. Dieses schränkt zum einen die finanzielle Planungssicherheit der ÜNB stark ein, insbesondere aber wird durch ausbleibende vorzeitige Nominierungen grenzüberschreitender Kapazitäten die Berechnung der ATC im Vorfeld erschwert. Diese kann nun nicht mehr sicher ermittelt werden, was eine Erhöhung der Sicherheitsmarge notwendig macht. Der positive Effekt des *Intraday*-Handels wird hierdurch zum Teil konterkariert.<sup>291</sup> Auch ist die Frage nach der Zulässigkeit offener Positionen auf dem *day ahead*-Markt zu klären. Eine solche tritt auf, wenn die Summe aus Angebot und Nachfrage sowie Verbrauch und Erzeugung eines Marktteilneh-

<sup>290</sup> Vgl. ETSO (2007a).

<sup>291</sup> Vgl. ETSO (2008d).

mers nicht übereinstimmt, ein Teil seiner Kauf- oder Verkaufsoffer also nicht durch entsprechende Last- oder Erzeugungsmengen gedeckt ist. Können diese Gebote auch *intraday* nicht mehr abgedeckt werden, muss eine größere Menge an Regelleistung bereitgestellt werden. Insbesondere bei kostenfreier *intraday*-Vergabe würde sich aber der Anreiz für ein Ungleichgewicht in der eigenen Bilanz verstärken. Allerdings ist nicht klar, ob ein Gebot auch tatsächlich erfolgreich ist. Diese Unsicherheit über den Erfolg des Kapazitätsgebotes wird dann beim unterliegenden Stromgeschäft, das nun im Vorfeld abgeschlossen werden muss, eingepreist.

Darüber hinaus sollte für *Intraday*-Kapazitäten ein Auktionsmechanismus etabliert werden. Sofern an beiden betroffenen Grenzen ein nationaler *Intraday*-Markt existiert, ist dieses grundsätzlich nach den gleichen Prinzipien wie bei einem *day ahead*-Markt möglich:

- So könnte bspw. wie an der französisch-spanischen Grenze eine Serie mehrerer hintereinander geschalteter expliziter *Intraday*-Auktionen von Rechten implementiert werden, wobei das unterliegende Stromgeschäft dann entweder OTC oder börslich abgeschlossen werden muss. Zwar fällt der Harmonisierungsgrad im Vergleich zu impliziten Auktionen geringer aus, dennoch ist im Hinblick auf die Auktionszeiten eine Konformität mit den nationalen *Intraday*-Märkten jenseits beider Grenzen erforderlich, da nur so eine Saldierung von gegenläufigen Stromflüssen möglich ist. Aus demselben Grund sollte trotz der verringerten Flexibilität für Marktteilnehmer auf optionale Rechte verzichtet werden.
- Mehrmals täglich stattfindende implizite Auktionen in Form eines *Market Couplings* oder *Market Splittings* (Spanien – Portugal) könnten diese Problematik zwar vermeiden, erfordern aber einen zentralisierten Handelsplatz, d.h. eine simultane Auktion sowie ein hohes Maß an Liquidität, da andernfalls die *intraday* gebildete *Merit order* keine korrekten Signale liefern kann.
- Um Marktteilnehmer anzuziehen, ließe sich eine implizite Vergabe allerdings auch mit einem OTC-Handel und einer *first come first serve*-

Allokation der Übertragungsrechte vereinbaren. Der zu exportierende Strom würde dazu implizit bestimmt, die Rechte unabhängig davon, ob ein börsliches Gebot vorliegt oder nicht, nach dem Windhund-Prinzip vergeben.

- Die mit dem Echtzeitmarkt Elbas in Skandinavien etablierte fortlaufende implizite Auktion stellt schließlich die fortschrittlichste Variante eines grenzüberschreitenden *Intraday*-Marktes dar.<sup>292</sup> Die Kauf- und Verkaufsoffer der lokalen Märkte können – solange ausreichend Übertragungskapazität vorhanden ist – im jeweils anderen Markt gehandelt werden, wobei diejenigen Transaktionen, die zum Abschluss kommen, garantierten Zugang zur Kapazität erhalten.

---

<sup>292</sup> Bis zu einer Stunde vor Lieferbeginn kann hier kontinuierlich gehandelt werden. Vgl. Kristiansen (2007c).

# Kapitel 5

## Bewertung langfristiger Übertragungsrechte

### 5.1 Einführung in die Theorie der Optionsbewertung

Nachdem in Kapitel 4.2.3 der Optionscharakter eines langfristigen PTR bereits herausgearbeitet wurde, soll in diesem Kapitel überprüft werden, inwieweit die tatsächlichen Auktionsergebnisse mit dem theoretisch fairen Preis dieses Rechtes übereinstimmen. Hierfür wird zunächst eine kurze Einleitung in die Theorie der Optionsbewertung gegeben, woraufhin aufbauend auf einem Modell von Lucia & Schwartz der faire Preis eines PTR analytisch hergeleitet wird.

Optionen sind so genannte Termingeschäfte. Diese spezifizieren zum Zeitpunkt des Vertragsabschlusses, zu welchen Bedingungen eine Transaktion an einem bestimmten zukünftigen Zeitpunkt durchgeführt wird und definieren sich immer über den zu diesem Zeitpunkt realisierten Wert. Bedingte Termingeschäfte lassen dabei dem Käufer die Wahl, ob die Transaktion tatsächlich ausgeübt werden soll oder nicht, während unbedingte Termingeschäfte wie die in Kapitel 4.3.2 beschriebenen *Contracts for Differences* für beide Beteiligten verpflichtend sind.<sup>293</sup> Eine Option als bedingtes Termingeschäft beinhaltet

---

<sup>293</sup> Vgl. Perridon (2007).

das Recht, ein Gut, das *Underlying* (Wertpapier, Rohstoff, Strom), zu einem bestimmten Zeitpunkt oder innerhalb eines bestimmten Zeitraumes zu einem bestimmten Ausübungspreis  $K$  (Strikepreis) zu kaufen (Call) oder zu verkaufen (Put). Der Käufer eines Calls (*Long Call*) zahlt die Optionsprämie an den Verkäufer (*Short Call*), der zum Ausübungszeitpunkt das *Underlying* zum Strikepreis abzugeben verpflichtet ist, wenn ersterer von seinem Recht Gebrauch macht. Umgekehrt zahlt der Käufer eines Puts (*Long Put*) die Optionsprämie an den Verkäufer (*Short Put*), der zum Zeitpunkt  $T$  das *Underlying* zum Ausübungspreis abnehmen muss. Kann die Option vor Ende der Laufzeit  $T$  (*maturity date*) ausgeübt werden, so handelt es sich um eine Amerikanische, kann sie ausschließlich zum Zeitpunkt  $T$  ausgeübt werden kann, so spricht man von einer Europäischen Option.<sup>294</sup>

Der Wert einer Option  $V$  am Verfallstag  $T$  hängt vom Kurs  $P$  des zugrunde liegenden *Underlyings* und dem Ausübungspreis  $K$  ab, deren Differenz das Auszahlungsprofil der Option bildet. Während der Laufzeit wird diese Differenz als innerer Wert bezeichnet. Ist während der Laufzeit der innere Wert einer Option positiv, so befindet sie sich *in the money*, andernfalls *out of the money*. Der Halter einer europäischen Call-Option wird diese am Fälligkeitszeitpunkt nur dann ausüben, wenn der Ausübungspreis kleiner ist als der Kurs des *Underlyings*. Andernfalls hat die Option einen Wert von Null. Umgekehrt wird der Halter einer Put-Option diese nur dann ausüben, wenn  $K$  größer ist als der Kurs des *Underlyings*:<sup>295</sup>

$$\begin{aligned}V_T^{Call}(K; P_T) &= \max(P_T - K; 0) \\V_T^{Put}(K; P_T) &= \max(K - P_T; 0)\end{aligned}\tag{5.1}$$

Aber auch die Laufzeit einer Option beeinflusst ihren Wert. Je länger diese ausfällt, desto höher ist ihr sog. Zeitwert, d.h. die Wahrscheinlichkeit dafür, dass sich der Kurs des *Underlyings* innerhalb dieser Frist in die gewünschte Richtung entwickelt. Zum Ende der Laufzeit verringert sich der Zeitwert auf

<sup>294</sup> Vgl. Smith (1976).

<sup>295</sup> Vgl. Steiner (2002).

Null, so dass zum Verfallstag der Wert der Option durch den inneren Wert abgebildet wird. Die Volatilität als Maß für die Schwankungsbreite eines *Underlyings* hat einen ähnlichen Effekt auf den Wert der Option. Je höher diese ist, desto höher ist auch die Wahrscheinlichkeit einer für den Optionsnehmer günstigen Kursentwicklung des *Underlyings*.<sup>296</sup>

Die Bepreisung von Optionen zu einem beliebigen Zeitpunkt vor Fälligkeit wird in den nachfolgenden Abschnitten diskutiert. Gerade für exotische *Underlyings*<sup>297</sup> werden in der Literatur eine Vielzahl von verschiedenen Modellen zur Optionsbepreisung diskutiert, von denen eines hier herangezogen wird.

## 5.2 Bewertung der Option mithilfe von Lucia & Schwartz

### 5.2.1 Einführung

Diese Arbeit konzentriert sich auf die Monatsauktion zwischen Deutschland und den Niederlanden, deren Chronologie den Optionscharakter eines PTR verdeutlicht: Jeweils am 10. Werktag des der Lieferung vorausgehenden Monats findet die Monatsauktion zwischen Deutschland und den Niederlanden statt. Es werden Übertragungsrechte vom ersten bis zum letzten Tag eines Kalendermonats versteigert. Die Gebote müssen spätestens am Tag vor der Auktion bis 12:00 Uhr beim AO eingegangen sein, wobei innerhalb einer Monatsauktion auch mehrere Gebote pro Teilnehmer abgegeben werden können. Spätestens drei Stunden nach letztmöglicher Abgabe der Gebote werden die Bieter über das Ergebnis der Auktion informiert. Bis  $d - 4$  (Tag der Nominierung - 3 Tage) um 08:00 Uhr ist die Rückgabe an den ÜNB (*Resell*) bzw. der Weiterverkauf an einen Dritten (*Transfer*) möglich. Gibt der Inhaber physische

<sup>296</sup> Mit steigendem Zinssatz erhöht sich der Zeitwert eines Calls zumindest für Optionen auf Wertpapiere, bei Strom ist dieser Zusammenhang nicht zwangsläufig gegeben.

<sup>297</sup> Strommärkte sind im Allgemeinen unvollständige Märkte, da die fehlende Möglichkeit von Leerverkäufen und nicht vorhandene Speicherpotenziale Arbitragegeschäfte erheblich einschränken. Güter in solchen unvollständigen Märkten werden hier als exotische *Underlyings* bezeichnet.

Übertragungsrechte an den ÜNB zurück, so erhält er den in der nächstfolgenden Auktion anteilig festgelegten Preis abzüglich einer Handelspauschale von 100 Euro.<sup>298</sup> Jahres- oder Monatskapazität, die bis 08:00 Uhr  $d - 1$  nicht nominiert wird, geht automatisch und ohne Entschädigung in die Monats- bzw. Tagesauktion über (*use it or lose it*). Langfristige PTR können demnach als ein Bündel europäischer Calls auf die Preisdifferenz (*Spread*) zwischen zwei Zonen interpretiert werden.

Dabei lassen sich solche *Spread*-Optionen grundsätzlich auf zwei verschiedene Arten bewerten. Neben dem Ansatz der direkten Modellierung der Preisdifferenzen besteht die Möglichkeit, beide Spotkurse getrennt abzubilden. Beim zweiten Ansatz müssen anhand vergangener Daten u.a. die Korrelationen aller stochastischen Prozesse, die in die Modelle eingehen, geschätzt werden.<sup>299</sup> Diese Schätzungen sind in hohem Maße bestimmend für den Optionspreis, können aber aufgrund der knappen Datenbasis fehlerhaft sein. Würde diese auf einen langen Untersuchungszeitraum erweitert, so könnte das Modell Änderungen der Fundamentaldaten, wie z.B. eine veränderte Zusammensetzung des Kraftwerksparks oder Änderungen der politischen Rahmenbedingungen, nicht exakt wiedergeben. Durch die Integration eines Regimewechsels verknüpft sich wiederum die Datenbasis pro Regime.

Ein zweiter Nachteil der Korrelationsmodelle ist, dass sich selbst in einfachen Diffusionsmodellen keine geschlossenen Lösungen für positive Basispreise herleiten lassen. Ein nicht unerheblicher Teil der Literatur konzentriert sich daher auf approximative Ansätze. Poitras (1998) leitet eine approximative Lösung für zwei Preispfade in der *Black-Scholes*-Welt her, Carmona (2003) erweitern diese Approximationen u.a. auf einfache Gauß'sche *mean reversion*-Prozesse. Lima (2005) zeigt aber, dass diese Approximationen gerade für diese Prozesse keine zufriedenstellenden Ergebnisse liefern, da bereits die Differenz zweier log-normalverteilter Zufallsvariablen nicht besonders gut durch eine normal-

---

<sup>298</sup> Vgl. TSO Auction BV (2007).

<sup>299</sup> Wählt man z.B. für beide Regionen ein Sprung-Diffusionsmodell, so müssen neben den eigentlichen Modellparametern sowohl die Korrelationen der Diffusionsprozesse als auch der Sprungprozesse geschätzt werden. Ein spezieller Diffusionsprozess, der Wiener Prozess, wird im folgenden Kapitel definiert, Sprung-Prozesse werden in dieser Arbeit nicht berücksichtigt.

verteilte Zufallsvariable approximiert werden kann.

Geschlossene Lösungen lassen sich in vielen Fällen für so genannte Exchange-Optionen, also *Spread*-Optionen mit einem Basispreis von Null, angeben. Margrabe (1978) gibt einen Überblick für Geometrisch-Brownsche Bewegungen, während Hikspoors (2007) geschlossene Lösungen für das Lucia & Schwartz-Modell und für ein Zwei-Faktoren-Modell mit Sprüngen herleiten. Die Autoren schätzen die Modelle an Preisen für Öl mit zeitnaher Lieferung. Für diese im Gegensatz zu Spotpreisen weniger volatilen Preise liefern die recht aufwändigen Kalibrierungsroutinen zufrieden stellende Ergebnisse.

Aufgrund der oben genannten Nachteile und der aufwändigen Kalibrierung wählt Benth (2006) den Ansatz der direkten Modellierung von *Spark-Spreads* (Differenz aus Gas- und Strompreisen). Hierfür leitet er eine geschlossene Lösung für *Spread*-Optionen mit positivem Basispreis her, nennt aber auch den Nachteil, dass die Informationen der Preiszusammenhänge nicht mehr explizit, sondern nur noch indirekt in den Modellparametern berücksichtigt werden. Das in dieser Arbeit diskutierte Modell orientiert sich an dem Ansatz von Benth (2006), modelliert aber *regionale* Preisdifferenzen und vernachlässigt Sprünge.<sup>300</sup>

Die nun folgende Bewertung eines langfristigen Übertragungsrechtes basiert auf einem von Lucia & Schwartz entwickelten Spotpreismodell.<sup>301</sup> Da die Preisdifferenz zwischen zwei Ländern auch negative Werte annehmen kann, wurde auf das erste von vier dort vorgestellten Modellen zurückgegriffen, welches als Ein-Faktor-Modell den Spotpreis modelliert. Das zweite (vierte) modelliert dagegen den logarithmierten Spotpreis und ist deshalb für diese Untersuchung nicht anwendbar. Das dritte Modell erweitert das erste um einen weiteren Prozess (Zwei-Faktor-Modell) als zusätzliche Einflussgröße und wäre dementsprechend geeignet, aber auf eine Untersuchung dessen wird hier verzichtet. Für das erste Modell wird eine Formel zur Bewertung des Callbündels entwickelt. Nach deren analytischer Herleitung werden faire Preise für monat-

<sup>300</sup> Dieckmann, Reichmann und Wobben (2008) berücksichtigen explizit Sprünge bei der Bewertung physischer Übertragungsrechte.

<sup>301</sup> Vgl. Lucia (2002).

liche PTR von Deutschland in Richtung Niederlande berechnet und mit den tatsächlichen Ergebnissen verglichen.

### 5.2.2 Lucia & Schwartz-Modell

In diesem Abschnitt wird das Modell für die Dynamik der Preisdifferenz  $P_t$  hergeleitet. Dessen Verhalten hängt von zwei Komponenten ab. Die deterministische Komponente  $f(t)$  umfasst dabei vorhersagbare Faktoren, wie bspw. Saisonalitäten und dauerhaft auftretende Preisunterschiede. Die stochastische Komponente  $X_t$  folgt einem stetigen Diffusionsprozess, d.h. einem speziellen stochastischen Prozess.<sup>302</sup> Das einfachste Beispiel für einen stetigen stochastischen Prozess ist eine Brownsche Bewegung.

**Brownsche Bewegung** Ein stochastischer Prozess  $(Z_t)_{t \in \mathbb{R}_+}$  auf dem Wahrscheinlichkeitsraum  $(\Omega, \mathcal{F}, \mathbb{P})$  heißt (Standard-)Brownsche Bewegung, wenn die vier folgenden Bedingungen erfüllt sind:<sup>303</sup>

1.  $Z_0 = 0$  ( $\mathbb{P}$ -fast sicher).
2. Für gegebenes  $s$  mit  $t > s \geq 0$  sind alle Inkremente (Zuwächse)  $Z_t - Z_s$  stochastisch unabhängig.
3.  $Z_t - Z_s$  ist für  $t > s$  normalverteilt mit Erwartungswert 0 und Varianz  $t - s$ .
4. Die einzelnen Pfade sind  $\mathbb{P}$ -fast sicher stetig.

**Mean Reversion** Im Lucia & Schwartz-Modell ergibt sich das *Underlying* der Option  $P_t$  nun als

$$P_t = f(t) + X_t, \quad (5.2)$$

<sup>302</sup> Dazu wird ein vollständiger Wahrscheinlichkeitsraum  $(\Omega, \mathcal{F}, \mathbb{P})$  betrachtet, wobei  $\{\mathcal{F}_t\}_{t \geq 0}$  eine Filtration auf diesen Raum beschreibt. Ein stochastischer Prozess  $X_t = \{X(t, \omega) | \omega \in \Omega\}$  ist eine Abbildung, die jedem Zeitpunkt  $t$  und Elementarereignis  $\omega$  eine reelle Zahl zuordnet.  $X(\cdot, \bar{\omega})$  kann für ein festes  $\bar{\omega} \in \Omega$  damit als Zeitpfad, also als *eine* Realisation des stochastischen Prozesses angesehen werden, wohingegen  $X(\bar{t}, \cdot)$  für ein festes  $\bar{t} \geq 0$  eine Zufallsvariable darstellt.

<sup>303</sup> Vgl. Björk (2004).

wobei  $X_t$  einem stochastischen Prozess der Form

$$dX_t = -\kappa X_t dt + \sigma dZ_t \quad \text{mit} \quad \kappa > 0, \quad X(0) = x_0 \quad (5.3)$$

folgt und  $Z_t$  eine Standard-Brownsche Bewegung ist. Der Prozess  $X_t$  ist ein Ornstein-Uhlenbeck-Prozess<sup>304</sup> mit einem *mean reversion*-Level von 0 und einer Anpassungsgeschwindigkeit von  $\kappa$ .<sup>305</sup> Dieser gehört zur Klasse der Markov-Prozesse, bei denen Informationen aus der Vergangenheit keinen Einfluss auf das aktuelle Ergebnis des Prozesses haben, wenn die Gegenwart bekannt ist. Die Volatilität  $\sigma$  gewichtet den stochastischen Einfluss  $dZ_t$ . Für eine bessere Interpretation lässt sich mithilfe von Gleichung (5.2) Gleichung (5.3) umschreiben. Weicht also  $P_t$  vom deterministischen Term  $f(t)$  ab, so kehrt  $X_t$  in Abhängigkeit zur Abweichung von  $f(t)$  zu  $P_t$  mit einer Geschwindigkeit  $\kappa$  wieder zu 0 zurück:

$$d(X_t) = \kappa(f(t) - P_t)dt + \sigma dZ_t. \quad (5.4)$$

Für diesen Ornstein-Uhlenbeck-Prozess  $X_t$  ergibt sich die Lösung für Gleichung (5.2) mithilfe von Itōs Lemma. Als Gegenstück zur Kettenregel aus der Analysis lässt sich mit diesem das Differential für einen bestimmten stochastischen Prozess ermitteln:

**Itōs Lemma** Sei  $W_t$  eine Standard Brownsche Bewegung,  $g(t, x)$  eine stetige Funktion mit stetigen partiellen Ableitungen  $\frac{\delta g}{\delta t}$ ,  $\frac{\delta g}{\delta x}$  und  $\frac{\delta^2 g}{\delta x^2}$  und  $Z$  ein Itō-Prozess der Form

$$dZ_t = \mu(t) dt + \sigma(t) dW_t. \quad (5.5)$$

Dann gilt:<sup>306</sup>

$$\begin{aligned} g(t, Z_t) &= g(a, Z_a) + \int_a^t \frac{\delta g}{\delta x}(s, Z_s) \\ &+ \int_a^t \left( \frac{\delta g}{\delta t}(s, Z_s) dZ_s + \frac{1}{2} \frac{\delta^2 g}{\delta x^2}(s, Z_s) \right) ds. \end{aligned} \quad (5.6)$$

<sup>304</sup> Vgl. Uhlenbeck (1930).

<sup>305</sup> Zur *mean reversion*-Eigenschaft von Strompreisen vgl. Kapitel 2.3.1.

<sup>306</sup> Vgl. Björk (2004).

Dieser Ausdruck lässt sich umschreiben zu:

$$\begin{aligned}
 dg(t, Z_t) &= \frac{\delta g}{\delta x}(s, Z_s) dZ_s \\
 &+ \left( \frac{\delta g}{\delta t}(s, Z_s) + \frac{1}{2} \frac{\delta^2 g}{\delta x^2}(s, Z_s) \right) ds.
 \end{aligned} \tag{5.7}$$

Für das Lucia & Schwartz-Modell wird  $g(t, x)$  nun folgendermaßen gewählt:

$$\begin{aligned}
 g(t, x) &:= e^{\kappa t} x \\
 \text{mit } \frac{\delta g}{\delta t} &= \kappa e^{\kappa t} x, \quad \frac{\delta g}{\delta x} = e^{\kappa t} \quad \text{und} \quad \frac{\delta^2 g}{\delta x^2} = 0.
 \end{aligned} \tag{5.8}$$

Die Anwendung von Itōs Lemma ergibt:

$$d\Theta(t, X_t) = d(e^{\kappa t} X_t) = \kappa e^{\kappa t} X_t dt + e^{\kappa t} dX_t. \tag{5.9}$$

Nun wird  $dX_t$  eingesetzt:

$$d(e^{\kappa t} X_t) = \kappa e^{\kappa t} X_t dt + e^{\kappa t} (\sigma dZ_t - \kappa X_t dt) \tag{5.10}$$

$$= \sigma e^{\kappa t} dZ_t. \tag{5.11}$$

Aufintegrieren ergibt:<sup>307</sup>

$$e^{\kappa t} X_t = e^{\kappa s} X_s + \int_s^t \sigma e^{\kappa u} dZ_u \quad \text{für } s \leq t \tag{5.12}$$

$$\Rightarrow X_t = e^{-\kappa t} x_0 + \int_0^t \sigma e^{-\kappa(t-u)} dZ_u \quad \text{für } s = 0 \tag{5.13}$$

Für  $P_t$  gilt daher:

$$P_t = f(t) + x_0 e^{-\kappa t} + \sigma \int_0^t e^{\kappa(s-t)} dZ_s. \tag{5.14}$$

Nun erfolgt die Herleitung des bedingten Erwartungswertes und der be-

<sup>307</sup> Hierbei handelt es sich um die Anwendung des sog. Itō-Integrals. Für eine Definition siehe Björk (2004).

dingten Varianz von  $P_t$ , gegeben  $X_0$ :

$$\mathbb{E}(P_t|X_0) = \mathbb{E}\left(f(t) + X_0e^{-\kappa t} + \sigma \int_0^t e^{\kappa(s-t)} dZ_s \middle| X_0\right). \quad (5.15)$$

Da der Erwartungswert linear ist, sind drei Erwartungswerte zu bestimmen:  $f(t)$  ist deterministisch, daher gilt  $\mathbb{E}(f(t)|X_0) = f(t)$ . Allgemein gilt:  $\mathbb{E}(X|X) = X$ . Für eine beliebige Funktion  $B$ , die unabhängig von  $X_0$  ist, gilt außerdem  $\mathbb{E}[B|X_0] = \mathbb{E}B$ . Der letzte Summand verschwindet.<sup>308</sup> Der Erwartungswert ergibt sich mit  $X_0 = P_0 - f(0)$  daher als

$$\begin{aligned} \mathbb{E}(P_t|X_0) &= \mathbb{E}(f(t)|X_0) + \mathbb{E}(X_0e^{-\kappa t}|X_0) + \sigma \mathbb{E}\left[\int_0^t e^{\kappa(s-t)} dZ_s\right] \\ &= f(t) + X_0e^{-\kappa t} \\ &= f(t) + (P_0 - f(0))e^{-\kappa t}. \end{aligned} \quad (5.16)$$

Langfristig konvergiert  $\mathbb{E}(P_t)$  demnach gegen  $f(t)$ , wobei der Einfluss des Startwertes mit steigendem  $t$  und steigendem  $\kappa$  sinkt.<sup>309</sup> Für die bedingte Varianz ergibt sich Folgendes:

$$\begin{aligned} \text{Var}(P_t|X_0) &= \mathbb{E}[(P_t - \mathbb{E}[P_t|X_0])^2|X_0] \\ &= \mathbb{E}\left[\left(f(t) + X_0e^{-\kappa t} + \sigma \int_0^t e^{\kappa(s-t)} dZ_s - f(t) - X_0e^{-\kappa t}\right)^2 \middle| X_0\right] \\ &= \mathbb{E}\left[\sigma^2 \left(\int_0^t e^{\kappa(s-t)} dZ_s\right)^2\right] \\ &= \sigma^2 \int_0^t e^{2\kappa(s-t)} ds. \end{aligned} \quad (5.17)$$

Das letzte Gleichheitszeichen ergibt sich, da das Itô-Integral approximativ einer Linearkombination von normalverteilten Inkrementen eines Wie-

<sup>308</sup> Vgl. Björk (2004), S. 41f. Da die Inkremente eines Wiener-Prozesses standardnormalverteilt sind, lässt sich über die Definition des Itô-Integrals und die Approximation der Funktion  $e^{\kappa(s-t)}$  durch eine stückweise konstante Funktion der Erwartungswert von Null zeigen.

<sup>309</sup> Anschaulich bedeutet dies, dass auftretende Kurssprünge auf dem Spotmarkt nur dann einen Einfluss auf den Future haben, wenn dieser zeitnah fällig wird. Vgl. Janssen (2008b) zu den unterschiedlichen Einflussfaktoren auf Spot- und Terminmärkte.

ner Prozesses mit deterministischen Koeffizienten entspricht.<sup>310</sup> Da weiterhin  $\int e^{ax} dx = \frac{e^{ax}}{a}$ , ist

$$\begin{aligned} \text{Var}(P_t|X_0) &= \sigma^2 \frac{e^{2\kappa(s-t)}}{2\kappa} \Big|_0^t \\ &= \frac{\sigma^2}{2\kappa} (1 - e^{-2\kappa t}). \end{aligned} \quad (5.18)$$

$X_t$  und demnach auch  $P_t$  sind für ein festes  $t$  normalverteilt mit

$$\begin{aligned} E_0(P_t) &\equiv \mathbb{E}(P_t|X_0) = f(t) + (P_0 - f(0))e^{-\kappa t} \\ \text{Var}_0(P_t) &\equiv \text{Var}(P_t|X_0) = \frac{\sigma^2}{2\kappa}(1 - e^{-2\kappa t}), \quad \kappa > 0, \sigma > 0, t \geq 0. \end{aligned} \quad (5.19)$$

Im Weiteren werden  $E_0(P_t) \equiv a$  und  $\text{Var}_0(P_t) \equiv b$  gesetzt. Für große Laufzeiten  $t$  und bei einem gegebenen Wert  $P_0$  geht  $P_t$  demnach gegen den deterministischen Trend  $f(t)$ , wobei die Anpassungsgeschwindigkeit mit steigendem  $\kappa$  wächst. Die Varianz ist monoton steigend und konvergiert gegen  $\frac{\sigma^2}{2\kappa}$ .

### 5.2.3 Bewertung eines europäischen Calls im

#### Lucia & Schwartz-Modell

Da langfristige physische Übertragungsrechte sich als Bündel europäischer Calls interpretieren lassen, die nur dann ausgeübt werden, wenn die Preisdifferenz zum Ausübungszeitpunkt oberhalb des Preises für einen einzelnen Call liegt, ist es für diejenigen, die langfristige PTR ersteigert haben, auch wichtig zu wissen, wie hoch der Wert einer *einzelnen* Option ist.<sup>311</sup> Der einzig relevante Preis zum Zeitpunkt der Auktion ist allerdings der des Bündels, daher wird im numerischen Kapitel ausschließlich dieser berechnet. Der Wert einer Option  $V$  (siehe Gleichung (5.20)) zum Zeitpunkt Null ergibt sich mit  $P_T$  als Preisdifferenz zum Ende der Laufzeit  $T$  als mit  $r$  abgezinster Erwar-

<sup>310</sup> Vgl. Björk (2004), S. 53.

<sup>311</sup> Insbesondere wenn aus buchhalterischen Gründen nach dem *Mark to market*-Prinzip eine tägliche Neubewertung aller Positionen eines Unternehmens vorgenommen werden soll, sind tagesaktuelle Werte von Bedeutung.

tungswert des positiven Auszahlungsprofils  $P_T - K$ . Dieser Erwartungswert versteht sich unter einem risikoadjustierten Bewertungsmaß (siehe Gleichung (5.35)). Zur Vereinfachung wird ein konstanter Zinssatz  $r$  angenommen, dessen Einfluss aufgrund der kurzen Laufzeit der Option auf monatliche PTR ohnehin nur marginal ausfallen kann. Der Strikepreis  $K$  sollte im Falle einer expliziten langfristigen Auktion einen Wert nahe Null haben, da zum Zeitpunkt der tatsächlichen Nominierung der Inhaber physischer Übertragungsrechte keine Zahlungen zu leisten verpflichtet ist. Trotzdem können ihm Transaktionskosten in Form von Ausfallrisiken von Leitungen und Abschlägen für die Zeit zwischen Gebotsabgabe und Allokation entstehen. Zum einen sind dies unmittelbar entstehende Transaktionskosten des Arbitragegeschäftes über die Futures (*bid/ask-Spread*<sup>312</sup>) und zum anderen versteckte Transaktionskosten in Form eines Risikoaufschlages, da dieses nicht simultan abgeschlossen werden kann: Das einfachste Arbitragegeschäft, welches aber die Flexibilität des Produktes nicht berücksichtigt (tägliche Nominierung), wäre, nach Bekanntgabe der Zuteilung in Deutschland Futures zu kaufen und in den Niederlanden zu verkaufen. Das Problem ist also, dass die Differenz dieser Futures-Kontrakte zum Zeitpunkt der Allokation nicht bekannt ist.<sup>313</sup> Insofern muss bei der analytischen Herleitung des Call-Preises  $K$  berücksichtigt werden.

$$V(0, P_0, T, K) = e^{-rT} \mathbb{E}((P_T - K)^+). \quad (5.20)$$

Mithilfe der Indikatorfunktion<sup>314</sup>  $\mathbb{I}$  lässt sich der Erwartungswert umschreiben zu:

$$\begin{aligned} \mathbb{E}[(P_T - K)^+] &= \mathbb{E}[P_T \mathbb{I}_{\{P_T > K\}} - K \mathbb{I}_{\{P_T > K\}}] \\ &= \mathbb{E}[P_T \mathbb{I}_{\{P_T > K\}}] - K \mathbb{E}[\mathbb{I}_{\{P_T > K\}}]. \end{aligned} \quad (5.21)$$

Zunächst erfolgt die Herleitung des Subtrahenden. Da der Erwartungs-

<sup>312</sup> Dem Market Maker werden gewisse Auf- und Abschläge für den Kauf bzw. Verkauf zugestanden, da er jederzeit verbindliche Gebote abgeben muss.

<sup>313</sup> Zwischen der Auktion und der Bekanntgabe der Ergebnisse liegen bei den hier betrachteten Grenzkuppelstellen mindestens zwei Stunden.

<sup>314</sup> Erklärung siehe A.3.

wert der Indikatorfunktion der Wahrscheinlichkeit, dass  $P_T > K$  entspricht, gilt

$$K\mathbb{E} [\mathbb{I}_{\{P_T > K\}}] = K\mathbb{P}(P_T > K) = K\mathbb{P}\left(\frac{P_T - a}{\sqrt{b}} > \frac{K - a}{\sqrt{b}}\right). \quad (5.22)$$

Durch die Transformation zur Standardnormalverteilung ergibt sich

$$K\mathbb{E} [\mathbb{I}_{\{P_T > K\}}] = K \left(1 - N\left(\frac{K - a}{\sqrt{b}}\right)\right). \quad (5.23)$$

Für den ersten Term in (5.21) wenden wir Gleichung (A.15) (siehe Anhang) an.  $P_t$  ist nicht standardnormalverteilt und wird deswegen transformiert:

$$\begin{aligned} \mathbb{E} [P_T \mathbb{I}_{\{P_T > K\}}] &= \sqrt{b}\mathbb{E} \left[ \mathbb{I}_{\{P_T > K\}} \frac{P_T - a}{\sqrt{b}} \right] + a\mathbb{E} [\mathbb{I}_{\{P_T > K\}}] \\ &= \sqrt{b}\mathbb{E} \left[ \mathbb{I}_{\left\{\frac{P_T - a}{\sqrt{b}} > \frac{K - a}{\sqrt{b}}\right\}} \frac{P_T - a}{\sqrt{b}} \right] + a\mathbb{E} [\mathbb{I}_{\{P_T > K\}}] \\ &\stackrel{\text{A.15}}{=} \sqrt{b} \frac{1}{\sqrt{2\Pi}} e^{-\frac{(K-a)^2}{2b}} + a \left(1 - N\left(\frac{K - a}{\sqrt{b}}\right)\right). \end{aligned} \quad (5.24)$$

Der faire Preis des Calls zum Zeitpunkt Null ergibt sich somit als

$$\begin{aligned} V(0, P_0, T, K) &= e^{-rT} \mathbb{E}((P_T - K)^+) \\ &= e^{-rT} (\mathbb{E} [P_T \mathbb{I}_{\{P_T > K\}}] - \mathbb{E} [K \mathbb{I}_{\{P_T > K\}}]) \\ &= e^{-rT} \left( \sqrt{b} \frac{1}{\sqrt{2\Pi}} e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{K-a}{\sqrt{b}}\right)^2} + (a - K) \left(1 - N\left(\frac{K - a}{\sqrt{b}}\right)\right) \right). \end{aligned} \quad (5.25)$$

## 5.3 Schätzung des Modells

### 5.3.1 Daten

Es werden die fairen Preise für monatliche physische Übertragungsrechte zwischen Deutschland und den Niederlanden für November 2007 bis Oktober 2008 ermittelt. Dafür erfolgt zunächst die sog. physische Kalibrierung<sup>315</sup> von  $\sigma$  und  $\kappa$ , die anhand der Spotmarktdaten der EEX und der APX NL vorgenommen

<sup>315</sup> Spotmarktdaten enthalten keine Risikoprämie. Daher wird die Kalibrierung an ihnen als „physisch“ bezeichnet.

wird. Da es sich bei monatlichen PTR um *base*-Produkte handelt, wurden für die Modellschätzung Tagesdurchschnittspreise (0 bis 24 Uhr, inklusive Wochenenden) herangezogen. Die erste hier betrachtete Monatsauktion fand am 12. Oktober 2007 (Novemberprodukt) statt, die letzte am 12. September 2008 (Oktoberprodukt). Die physische Kalibrierung basiert (u.a.) auf demselben Monat des Vorjahres (s.u.). Aus diesem Grunde wurden zur Schätzung des Modells Spotmarktdaten vom 01. November 2006 bis zum 11. September 2008 herangezogen. Die deskriptive Statistik dieser 683 Beobachtungen zeigt Tabelle 5.1. Die durchschnittliche Preisdifferenz  $\mu$  zwischen den Niederlanden und Deutschland lag in diesem Zeitraum bei 4,69 Euro/MWh bei einer Standardabweichung  $\sigma$  von 12,89 Euro/MWh. Der Median  $\epsilon$  lag bei 2,84. Für die Kalibrierung wurden Werte mit einem Abstand zu  $f(t)$  von  $\geq |15|$  eliminiert<sup>316</sup> und durch den Mittelwert der benachbarten Werte ersetzt.

	obs	$\mu$	$\sigma$	$\epsilon$	<i>max</i>	<i>min</i>
<b>APXNL</b>	683	52,88	23,51	50,20	277,41	14,83
<b>EEX</b>	683	48,20	21,84	44,31	162,25	5,80
<b>APXNL - EEX</b>	683	4,69	12,89	2,84	219,41	-74,98

Tabelle 5.1: Spotpreise APX NL und EEX (*base*) Nov 06 bis Sep 08.

Die risikoneutrale Kalibrierung<sup>317</sup> erfolgt mittels der Differenz der Futurekurse. Die Auktion selbst findet am 10. Werktag eines jeden Monats statt, insofern ist die letzte zur Verfügung stehende Information die Futurekursdifferenz am Ende des 09. Werktages. Diese ignoriert aber Änderungen, die bis zum nächsten Morgen noch eintreten können. Daher wurden die Mittelwerte der Futurekursdifferenz (*end of day*) des 09. und 10. Werktages verwendet. Diese zeigt Tabelle 5.2, wobei in den Niederlanden jeweils höhere Future-Kurse vorlagen.

<sup>316</sup> Dieses ist notwendig, da ansonsten die zugrunde gelegten Verteilungshypothesen (hier Normalverteilung) nicht erfüllt wären. Ohne diese Filterung wird mit nicht signifikanten Werten gerechnet, d.h. die Werte könnten nicht interpretiert werden. Streng genommen sind damit die in diesem Modell erzeugten Preise als Untergrenzen zu verstehen.

<sup>317</sup> Bei der risikoneutralen Bewertung wird eine Risikoprämie explizit berechnet, die physischen Parameter gehen zusätzlich in das risikoneutrale Modell ein (s.u.).

Produkt	Auktion (10. Werktag)	Bewertungstag (09. Werktag)	Future	
			EEX	APXNL
Nov 07	12.10.2007	11.10.2007	52,44	54,44
Dez 07	14.11.2007	13.11.2007	69,30	76,335
Jan 08	14.12.2007	13.12.2007	69,99	76,49
Feb 08	15.01.2008	14.01.2008	70,52	76,62
Mrz 08	14.02.2008	13.02.2008	54,75	58,785
Apr 08	14.03.2008	13.03.2008	59,27	65,025
Mai 08	14.04.2008	11.04.2008	56,68	63,125
Jun 08	20.05.2008	19.05.2008	67,35	73,885
Jul 08	13.06.2008	12.06.2008	77,74	82,515
Aug 08	15.07.2008	14.07.2008	72,87	77,38
Sep 08	14.08.2008	13.08.2008	74,10	77,18
Okt 08	12.09.2008	11.09.2008	86,66	91,235

Tabelle 5.2: Futurekurse (*base*) von EEX und APXNL  
(Mittelwert 09. und 10. Werktag, in Euro/MWh).

### 5.3.2 Physische Kalibrierung der Modellparameter

Nun erfolgt mithilfe von Erwartungswert und Varianz aus Gleichung (5.19) sowie der *Maximum-Likelihood*-Methode<sup>318</sup> die physische Kalibrierung von  $\sigma$  und  $\kappa$ . Zunächst wird dafür jedoch die deterministische Komponente  $f(t)$  quantifiziert.

#### Bestimmung der deterministischen Komponente

Zur Bestimmung der deterministischen Komponente  $f(t)$  innerhalb dieses Modells, die durch den Erwartungswert  $a$  in die Schätzung eingeht, wurde der Mittelwert der Spotpreisdifferenzen (Tagesdurchschnittswerte) zwischen Deutschland und den Niederlanden herangezogen. Da 12 Produkte bewertet werden sollen, ist  $f(t)$  eine Treppenfunktion mit 12 verschiedenen „Stufen“. Ist die Differenz zu  $f(t) \geq |15|$ , so wird diese eliminiert und durch den Mittelwert der beiden benachbarten Werte ersetzt.

Das Gebot für ein Übertragungsrecht wird auf Grundlage der letzten zur Verfügung stehenden Information gebildet, die durch den Spotpreis am Tag vor der Auktion, dem Bewertungstag, gegeben ist. Aus diesem Grund wurden die Spotpreisdifferenzen aus dem Vormonat der Auktion sowie aus dem

<sup>318</sup> Vgl. Long (1997).

Monat der Auktion selbst (bis zum Bewertungstag) herangezogen. Darüber hinaus wurden die *Spreads* desselben Monats aus dem Vorjahr für die Schätzung verwendet. Die Auktion für das Novemberprodukt 2007 hat bspw. am 12. Oktober 2007 stattgefunden. Die Bestimmung von  $f(t)$  für November 2007 basiert demnach auf den Preisunterschieden vom 01. – 31. November 2006 und vom 01. September bis 11. Oktober 2007. Gleiches wurde für alle anderen Monate durchgeführt.

### Maximum-Likelihood-Methode

Zur Schätzung der Parameter  $\sigma$  und  $\kappa$  wird auf Gleichung (5.19) nun die *Maximum-Likelihood-Methode*<sup>319</sup> angewendet. Dieses ließe sich zwar auch mit einer einfachen *ordinary least squares*-Regression bewerkstelligen, was aber einen linearen Zusammenhang zwischen den einzelnen Variablen voraussetzt. Die *Maximum-Likelihood-Methode* beantwortet grundsätzlich die Frage, durch welche Parameter (z.B. Mittelwert oder Varianz) die Werte einer vorliegenden Stichprobe zustande kommen, bzw. für welche Parameter diese am wahrscheinlichsten werden. Dafür allerdings muss eine Verteilung der zugrunde liegende Stichprobe angenommen werden (z.B. Gleichverteilung, Normalverteilung).

Für  $n$  unabhängige Beobachtungen der Zufallsvariable  $Y$  und gegebene Parameter  $\Theta$  ergibt sich die gemeinsame Wahrscheinlichkeitsfunktion aus dem Produkt der Einzelwahrscheinlichkeiten. Diese können aus der Wahrscheinlichkeits- bzw. Dichtefunktion abgelesen werden und hängen von den Parametern  $\Theta$  der Verteilungsfunktion ab:

$$\begin{aligned} f(Y; \Theta) &= f(Y = y_1; \Theta) \cdot f(Y = y_2; \Theta) \dots f(Y = y_N; \Theta) \\ &= \prod_{i=1}^N f(Y = y_i; \Theta). \end{aligned} \quad (5.26)$$

Die *Likelihood*-Funktion geht nun vom umgekehrten Fall aus. Nicht die Parameter sind bekannt, sondern die Stichprobe.  $\Theta$  soll nun so gewählt werden, dass die Beobachtungen unter einer gegebenen Verteilung am wahrschein-

<sup>319</sup> Vgl. Green (1993).

lichsten werden. Es handelt sich dabei um ein Maximierungsproblem mit den dazugehörigen Bedingungen:

$$\begin{aligned} L(\Theta; Y) &= f(\Theta; Y = y_1) \cdot f(\Theta; Y = y_2) \dots f(\Theta; Y = y_N) \\ &= \prod_{i=1}^N f(\Theta; Y) \quad \text{mit} \quad \frac{\delta L}{\delta \Theta} = 0 \quad \text{und} \quad \frac{\delta^2 L}{\delta \Theta^2} < 0. \end{aligned} \quad (5.27)$$

Durch eine monotone Transformation ändern sich die Extremwerte der ursprünglichen Funktion  $L$  nicht. Da Summen aber einfacher abzuleiten sind als Produkte, wird  $L$  logarithmiert und es ergibt sich die nun zu maximierende *Log-Likelihood*-Funktion:

$$\begin{aligned} \ln L(\Theta; Y) &= \ln[f(y_1; \Theta)] + \ln[f(y_2; \Theta)] + \dots + \ln[f(y_N; \Theta)] \\ &= \sum_{i=1}^N \ln[f(y_i, \Theta)] \quad \text{mit} \quad \frac{\delta \ln L}{\delta \Theta} = 0 \quad \text{und} \quad \frac{\delta^2 \ln L}{\delta \Theta^2} < 0. \end{aligned} \quad (5.28)$$

### Die Log-Likelihood-Funktion zur Bestimmung von $\sigma$ und $\kappa$

Der zugrunde liegende Zeitraum von Oktober 2007 bis Oktober 2008 umfasst 12 Monate. Ziel ist es, an den 12 verschiedenen Bewertungstagen einen fairen Preis für (monatliche) Übertragungsrechte zu erhalten. Da es sich um Preisdifferenzen handelt und nicht um die Preise selbst, kann von einer statistischen Unabhängigkeit der Beobachtungen ausgegangen werden. Durch die *Log-Likelihood*-Funktion werden  $\sigma$  und  $\kappa$  nun so gewählt, dass die Beobachtungen aus der Stichprobe der Spotpreisdifferenzen  $P_t$  eine maximale Wahrscheinlichkeit bekommen.

Zur Bestimmung der *log-likelihood*-Funktion muss nun jedem  $P_t$  eine Wahrscheinlichkeit zugeordnet werden. Da  $P_t$  mit dem bedingten Erwartungswert  $a$  und der bedingten Varianz  $b$  normalverteilt ist (siehe Gleichung (5.19)), lässt sich die Dichtefunktion einfach bestimmen. Im allgemeinen Fall lautet die Dichtefunktion einer Normalverteilung mit Mittelwert  $\mu$  und Varianz  $\sigma^2$

$$f(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}}. \quad (5.29)$$

Die Dichtefunktion für das vorliegende Modell ist dementsprechend:

$$f(P_t) = \frac{1}{\sqrt{2b\pi}} e^{-\frac{(P_t-a)^2}{2b}}. \quad (5.30)$$

Die Beobachtungen der  $p_1, \dots, p_n$  sind nicht unabhängig, da der Preis von heute durch den Preis des Vortages beeinflusst wird. Durch die Markov-Eigenschaft des Ornstein-Uhlenbeck-Prozesses, nach der lediglich der aktuelle Wert des stochastischen Prozesses den zukünftigen bestimmt, hängt die Dichte eines  $P_t$  lediglich von der Dichte in  $P_{t-1}$  ab. Daher hat die *likelihood*-Funktion folgende Gestalt, wobei  $\Theta = \{\sigma, \kappa\}$  den zu schätzenden Parametervektor beschreibt:

$$\begin{aligned} L(\Theta|p_1, \dots, p_n) &= f_{P_0}(p_0) \cdot f_{P_1|P_0=p_0}(p_1|\Theta) \cdots f_{P_n|P_{n-1}=p_{n-1}}(p_n|\Theta) \\ &= f_{P_0}(p_0) \cdot \prod_{t=1}^n f_{P_t|P_{t-1}=p_{t-1}}(p_t|\Theta). \end{aligned} \quad (5.31)$$

$P_0$  als Anfangswert kann ignoriert werden, da dieser sich auf den ersten Tag des selben Monats aus dem Vorjahr bezieht und keinen großen Einfluss auf  $\sigma$  und  $\kappa$  haben soll. Als *log-likelihood*-Funktion ergibt sich demnach:

$$\mathcal{L}(\Theta|(p_0, \dots, p_n)) = \sum_{t=1}^n \ln f_{P_t|P_{t-1}=p_{t-1}}(p_t|\Theta). \quad (5.32)$$

Als zu maximierende *log-likelihood*-Funktion erhält man durch Einsetzen der Dichtefunktion der Normalverteilung

$$\mathcal{L}(\Theta|(p_0, \dots, p_n)) = \sum_{t=1}^n \ln \left[ \frac{1}{\sqrt{2b_t\pi}} e^{-\frac{(p_t-a_t)^2}{2b_t}} \right], \quad (5.33)$$

wobei  $a_t$  ( $b_t$ ) gerade dem bedingten Erwartungswert (der bedingten Varianz) von  $P_t$  gegeben  $P_{t-1} = p_{t-1}$  entspricht.

Nachdem nun die deterministische Komponente  $f(t)$  sowie die jeweilige bedingte Dichte von  $P_t$  gegeben  $P_{t-1} = p_{t-1}$  bestimmt wurden, lässt sich mithilfe der Minimierungsroutine *fminsearch* in Matlab das Maximierungsproblem lösen. Hierzu wird die negative *log-likelihood*-Funktion minimiert. *fminsearch*

beruht auf einem gradientenfreien Algorithmus und sucht ausgehend von zwei Startwerten für  $\sigma$  und  $\kappa$  das Minimum der gegebenen Funktion  $\mathcal{L}$ . Ungünstig gewählte Startwerte können allerdings dazu führen, dass *fminsearch* in einem lokalen Minimum stecken bleibt und das globale Minimum nicht ausgegeben wird.

### 5.3.3 Risikoneutrale Schätzung des Modells

#### Risikoneutrale Bewertung der Futures

Zur risikoneutralen Schätzung ist die Berücksichtigung eines Preises  $\lambda$  für das im Modell enthaltene Risiko<sup>320</sup>, welcher i.A. von Spekulanten für die Übernahme des Risikos in Form einer Versicherungsprämie verlangt wird, von großer Bedeutung. Hierzu muss das Modell derart angepasst werden, dass alle mit einem Zerobond normierten *Underlyings* Martingale<sup>321</sup> sind, da sonst eine risikoneutrale Bewertung nicht möglich ist. Die kalibrierten Risikoprämien korrigieren dann zwei verschiedene Phänomene: Zum einen den Schätzfehler in der deterministischen Funktion  $f(t)$ , deren Schätzung nur auf historischen Daten und nicht auf zum Bewertungszeitpunkt aktuellen Informationen über die Lieferperiode der PTR beruht und zum anderen die unterschiedlichen Risikopräferenzen der Marktteilnehmer in den beiden Regionen. Für die risikoneutrale Bewertung muss nun lediglich die (hier konstante) Risikoprämie  $\lambda \cdot \sigma$  vom Drift abgezogen werden.<sup>322</sup> Für ein Inkrement des Wiener Prozesses unter dem risikoneutralen Maß  $dZ^*$  ergibt sich der Zusammenhang

$$dZ_t^* = dZ_t + \lambda dt. \quad (5.34)$$

<sup>320</sup> Im Lucia & Schwartz-Modell ist dies ausschließlich das durch  $\sigma$  determinierte Diffusionsrisiko.

<sup>321</sup> Ein Martingal ist ein faires Spiel, d.h. ein Spiel, bei dem die Auszahlung im Erwartungswert der Einzahlung entspricht. Beispiele: Münzwette und Futures sind Martingale, Roulette dagegen nicht. Für eine exakte Definition vgl. Björk (2004), S.43.

<sup>322</sup> Vgl. Branger (2004).

Für das Lucia & Schwartz-Modell erhält man mit Gleichung (5.3)

$$\begin{aligned} dX_t &= -\kappa X_t dt + \sigma dZ_t = (-\kappa X_t - \lambda \sigma) dt + \sigma dZ_t^* & (5.35) \\ &= \kappa(\alpha^* - X_t) dt + \sigma dZ_t^* \\ \text{mit } \alpha^* &\equiv -\frac{\lambda \sigma}{\kappa}. \end{aligned}$$

Die Lösung dieser stochastischen Differentialgleichung erfolgt bis zur Gleichung (5.9) äquivalent zu der oben geschilderten.  $dX_t$  wird nun in Gleichung (5.10) eingesetzt:

$$d(e^{\kappa t} X_t) = \kappa e^{\kappa t} X_t dt + e^{\kappa t} (\kappa(\alpha^* - X_t) dt + \sigma dZ_t^*) \quad (5.36)$$

$$= e^{\kappa t} \kappa \alpha^* dt + \sigma e^{\kappa t} dZ_t^*. \quad (5.37)$$

Hieraus folgt für

$$\begin{aligned} e^{\kappa t} X_t &= X_0 + \kappa \alpha^* \int_0^t e^{\kappa s} ds + \sigma \int_0^t e^{\kappa s} dZ_s^* \\ &= X_0 + \kappa \alpha^* \frac{e^{\kappa s}}{\kappa} \Big|_0^t + \sigma \int_0^t e^{\kappa s} dZ_s^* \\ &= X_0 + \alpha^* (e^{\kappa t} - 1) + \sigma \int_0^t e^{\kappa s} dZ_s^*. \end{aligned}$$

$X_t$  ist damit

$$X_t = X_0 e^{-\kappa t} + \alpha^* (1 - e^{-\kappa t}) + \sigma \int_0^t e^{-\kappa(t-s)} dZ_s^*. \quad (5.38)$$

Der Prozess der Preisdifferenzen ist folglich:

$$P_t = f(t) + X_0 e^{-\kappa t} + \alpha^* (1 - e^{-\kappa t}) + \sigma \int_0^t e^{\kappa(s-t)} dZ_s^*. \quad (5.39)$$

Da  $Z^*$  eine Standard-Brownsche Bewegung mit Erwartungswert 0 ist, ergibt sich der bedingte Erwartungswert  $\mathbb{E}_0^*(P_t)$  unter dem risikoneutralen Maß für  $P_t$  nun als

$$\mathbb{E}_0^*(P_t) = f(t) + X_0 e^{-\kappa t} + \alpha^* (1 - e^{-\kappa t}). \quad (5.40)$$

Der Wert eines Forwards  $V$  (mit Ausübungsdatum  $T$ ) zum Zeitpunkt 0 ergibt sich nun als der mit  $r$  abgezinste Erwartungswert der Payoffs, die unter dem risikoneutralen Maß ermittelt wurden:

$$V_0(X_T, T) = e^{-rT} \mathbb{E}_0^* [P_T - F_0(P_0, T)]. \quad (5.41)$$

$F_0(P_0, T)$  ist dabei der zum Zeitpunkt 0 festgesetzte Preis für den Forward in  $T$ . Da dieser aber erst am Ende der Laufzeit gezahlt wird und in  $t = 0$  keine finanzielle Transaktion stattfindet, hat der Forward zum Zeitpunkt 0 keinen Wert. Insofern ist für den Preis des Forwards nur der Erwartungswert des *Underlyings* relevant:

$$F_0(P_0, T) = \mathbb{E}_0^*(P_T) = f(T) + X_0 e^{-\kappa T} + \alpha^* (1 - e^{-\kappa T}). \quad (5.42)$$

Da es sich bei den liquide gehandelten Stromfutures um Futures mit einer Lieferperiode  $[T_1, T_2]$  anstatt eines Lieferzeitpunktes  $T$  handelt, lassen sie sich als Portfolio<sup>323</sup> von Forward-Kontrakten interpretieren. Die Art der Glattstellung beeinflusst daher den Wert eines Futures und muss für die physische Bestimmung von  $\sigma$  und  $\kappa$  ebenfalls berücksichtigt werden. Die Kapitalbindung ist niedriger und der Wert des Futures damit höher, wenn dieser täglich abgerechnet wird, d.h. nicht ausschließlich am Ende der Laufzeit. In Gleichung (5.43) wird die Kapitalbindung (Glattstellung) durch den Faktor  $\hat{\omega}(T, T_1, T_2) = \omega(T) / \int_{T_1}^{T_2} \omega(u) du$  für  $0 \leq T \leq T_1 \leq T_2$  formalisiert. Für  $\omega(T) = e^{-rT}$  wird jeder einzelne (Tages-)Future abgezinst<sup>324</sup>, woraufhin der Gesamtwert des (Monats-)Futures durch das Integral über die gesamte Laufzeit abgebildet wird. Wird der Future am Ende der Laufzeit abgerechnet, so wird das Integral über die erwarteten Kurse der Einzelfutures durch die Lauf-

<sup>323</sup> Falls die kleinste handelbare Einheit wie in dieser Arbeit der *Phelix base* (Tagesindex) ist, vereinfacht sich das Portfolio zu einer Summe von Tagesfutures.

<sup>324</sup> Eine tägliche wurde hier durch eine kontinuierliche Glattstellung approximiert.

zeit dividiert, ausgedrückt durch  $\omega(T) = 1$ .<sup>325</sup>

$$\begin{aligned} F_t^{[T_1, T_2]} &= \int_{T_1}^{T_2} \mathbb{E}^*[P(T)|P_t] \cdot \hat{\omega}(T, T_1, T_2) dT \\ &= \int_{T_1}^{T_2} (f(T) + X_0 e^{-\kappa T} + \alpha^* (1 - e^{-\kappa T})) \cdot \hat{\omega}(T, T_1, T_2) dT. \end{aligned} \quad (5.43)$$

Der Zinseffekt fällt allerdings ohnehin nur marginal aus, daher wurde hier zur einfacheren Handhabung die Glattstellung am Ende der Laufzeit gewählt. Mit den durch die physische Kalibrierung gewonnenen Parametern  $\sigma$  und  $\kappa$  sowie Gleichung (5.43) wird nun für jeden einzelnen Monat die Risikoprämie  $\lambda = -\alpha^* \cdot \kappa / \sigma$  errechnet.

Da Futures aufgrund einer Glättung über einen längeren Zeitraum nicht von kurzfristigen Schwankungen, wie sie auf Spotmärkten auftreten, betroffen sind, bilden sie strukturelle Unterschiede der Preisdifferenz gut ab und sind demnach die beste Erwartung des durchschnittlichen Spotpreisunterschieds für den gehandelten Monat. Die letzte Information, die in die Callbewertung einfließen kann, ist der Wert des Monatsfutures (für denselben Zeitraum) am Ende des Tages vor der Auktion. Allerdings werden Änderungen, die bis zum nächsten Tag auftreten können, vernachlässigt. Daher wird für die Versteigerung der monatlichen PTR am zehnten Werktag des Vormonats die Differenz der Mittelwerte der *end of day*-Futurekurse am 09. und 10. Werktag – jeweils für den den Monat des verauktionierten Produktes verwendet.<sup>326</sup> Die *fminsearch*-Routine in Matlab errechnet nun  $\lambda$  so, dass die Differenz zwischen diesen Futurekursen und den Modellergebnissen minimal wird.

### Risikoneutrale Bewertung des Calls

Die Bewertung des Calls unter dem risikoneutralen Maß ändert sich nur insofern, als nun der risikoadjustierte Erwartungswert  $\mathbb{E}_0^*(P_t)$  (Gleichung (5.42)) in Gleichung (5.25) eingeht, während die Varianz unverändert bleibt. Das Call-

<sup>325</sup> Vgl. Benth (2008).

<sup>326</sup> Hierfür wurde die Monatsfuture-Preisdifferenz (*base*) zwischen Deutschland und den Niederlanden herangezogen. Es handelt sich um den *Phelix Future Month base* und den *APX Month base*.

bündel (der PTR) ergibt sich nun zu

$$\int_{T_1}^{T_2} e^{-rT} \left( \sqrt{b} \frac{1}{\sqrt{2\Pi}} e^{-\frac{1}{2} \left( \frac{K-a}{\sqrt{b}} \right)^2} + (a - K) \left( 1 - N \left( \frac{K-a}{\sqrt{b}} \right) \right) \right) dT, \quad (5.44)$$

mit  $a = F_0(P_0, T)$  und der unveränderten Varianz  $b$ . Man beachte, dass durch das abschnittsweise konstante  $f(t)$  nicht die „korrekten“ tagesscharfen risikoneutralen Preise wiedergegeben werden, integriert (bzw. hier in Summe) ergibt sich aber der richtige Preis des Callbündels.

## 5.4 Ergebnisse

Die Ergebnisse der Untersuchung sowie der Auktion werden in Tabelle 5.3 zusammengefasst. Abbildung 5.1 zeigt neben diesen Ergebnissen die Futurepreisdifferenz, die um Transaktionskosten<sup>327</sup> in Höhe von einem Euro/MWh korrigiert wurde. Da diese aber die Flexibilität physischer Übertragungsrechte nicht einpreist, die jeden Tag neu nominiert werden können, dient sie hier lediglich zur Veranschaulichung einer Untergrenze. Es zeigt sich, dass diese Flexibilität bei den Kapazitätsgeboten zwar teilweise gezahlt wurde, jedoch nicht in dem Maße, wie es der durch das Modell erzeugte faire Preis verlangt. In nahezu allen Fällen – unabhängig davon, ob es sich um die Eon- oder RWE-Auktion<sup>328</sup> handelt – zeigt sich, dass die physischen Übertragungsrechte unterbewertet sind, wobei die Werte aus der Eon-Auktion durch das Modell etwas besser getroffen werden. Zu einem anderen Ergebnis kommt es nur in zwei (Eon: Mrz, Jun 08) bzw. einem Fall (RWE: Jun 08). Während die mittlere Abweichung (Standardabweichung) für Eon bei 278,96 Euro/MWh (399,01 Euro/MWh) lag, so betrug sie bei der RWE-Auktion 523,77 Euro/MWh (529,43 Euro/MWh). Diese Abweichungen zwischen Modell- und Auktionsergebnissen können verschiedene Gründe haben, die an dieser Stelle erläutert werden.

<sup>327</sup> Diese wurden durch den Mittelwert der *bid/ask-Spreads* um den Bewertungstag geschätzt (nur für die Niederlande). Aber auch börsliche Handelsgebühren müssten berücksichtigt werden.

<sup>328</sup> Man beachte, dass es sich hier um die Auktionen handelt, die für die Kuppelstelle im *Gebiet* des jeweiligen Übertragungsnetzbetreibers durchgeführt wurden. Auktionskoordinator für beide Interkonnektoren ist *TSO Auction BV*, die hier gewählten Namen dienen zum besseren Verständnis.

Produkt	$\kappa$	$\sigma$	$\lambda$	$V_0$	Eon	RWE
Nov 07	0,8394	4,2117	3,6393	1.518,70	1302,11	1274,41
Dez 07	0,8394	4,2117	2,3745	5.280,80	4863,36	5225,25
Jan 08	0,8394	4,2117	14,9879	5.146,30	3963,36	3631,00
Feb 08	0,8394	4,2117	-6,1432	4.106,60	3654,01	3306,01
Mrz 08	0,8394	4,2117	-12,8745	2.715,90	2812,33	2612,01
Apr 08	0,8394	4,2117	23,3409	4.626,00	3800,99	3250,43
Mai 08	0,8394	4,2117	-2,7519	4.726,40	4650,12	3690,24
Jun 08	0,8394	4,2117	-15,7055	4.365,70	4619,00	4399,00
Jul 08	0,8394	4,2117	-28,3874	3.013,60	2977,01	2790,01
Aug 08	0,8394	4,2117	-11,0157	3.124,40	2977,01	2790,01
Sep 08	0,8394	4,2117	1,2917	2.250,40	2174,40	2073,60
Okt 08	0,8394	4,2117	0,9505	3.428,40	3162,00	2976,00

Tabelle 5.3: Ergebnisse nach dem Lucia & Schwartz-Modell (monatliche PTR von November 2007 bis Oktober 2008).

Zunächst erfolgte die Schätzung mithilfe der *end of day*-Futurekurse. Bei Nominierung der PTR allerdings stehen bereits Informationen über den jeweiligen Tag zur Verfügung, die bei Gebotsabgabe berücksichtigt werden. Besonders zeigt sich dies anhand des Ergebnisses für Januar 2008: Hier hat sich der Futurespread vom Bewertungstag zum darauffolgenden Tag verringert. Es ist davon auszugehen, dass sich dieses bereits in den OTC gehandelten Forwards zum Zeitpunkt der Nominierung geäußert hat, die hier jedoch nicht zur Verfügung standen.

Darüber hinaus sind die Märkte für Übertragungskapazität sehr illiquide.<sup>329</sup> Zwar gibt es auf den Internetseiten des Auktionskoordinators keine Angaben über die Anzahl der Teilnehmer für die Auktionen zwischen Deutschland und den Niederlanden, jedoch weisen Auktionen anderer Grenzkuppelstellen i.d.R. weniger als 25 Teilnehmer aus. Hierin könnte die Abweichung der Auktionsergebnisse von fairem Preis begründet liegen.<sup>330</sup>

Außerdem musste die Schätzung auf Grundlage unterschiedlicher Produkte erfolgen. So gelangt der zugrunde gelegte Future in den Niederlanden zur

<sup>329</sup> Gebhardt (2008) zeigen, dass die Auktionsergebnisse zu wenig Informationen über die Spotpreisdifferenz enthalten und schließen daraus, dass gut informierte Händler nicht am grenzüberschreitenden Stromhandel teilnehmen.

<sup>330</sup> Das hier verwendete Modell beruht auf der Annahme vollständiger Kapitalmärkte, kann die tatsächlichen Auktionsergebnisse demnach nicht korrekt wiedergeben. Dieses wäre nur mit einem spieltheoretischen Modellansatz möglich, der solche Unvollkommenheiten integriert.

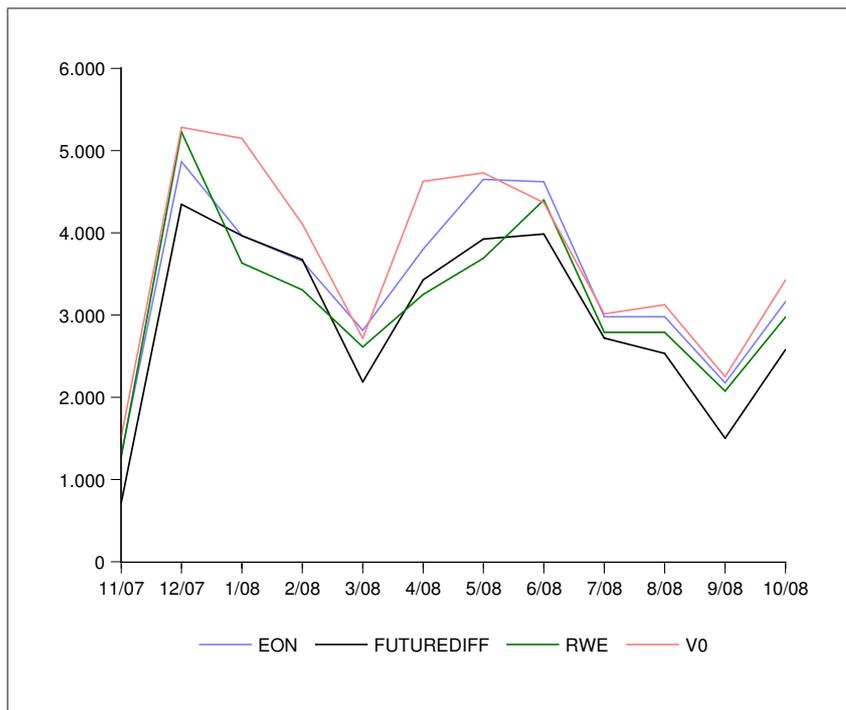


Abbildung 5.1: Ergebnisse nach Lucia &amp; Schwarz.

physischen Erfüllung<sup>331</sup>, rein finanzielle Futures werden dort nicht angeboten. Zwar besteht auch auf der EEX die Möglichkeit, mit dem *German base Future* physische Terminkontrakte zu handeln, diese wurde innerhalb des betrachteten Zeitraumes jedoch nicht wahrgenommen. Insofern konnte ausschließlich ein Future herangezogen werden, der nicht physisch erfüllt wird.<sup>332</sup> Dieses hat für die Schätzung zwar keine gravierenden Folgen, zeigt jedoch dass ein höherer Grad an Harmonisierung der Börsenprodukte eine Bewertung vereinfacht und damit zu mehr Transparenz auf Strommärkten beitragen kann.

In der Abweichung der Modellergebnisse von den realisierten Geboten zeigt sich zudem der nicht vorhandene *Winner's Curse*, der in Kapitel 4.2.3 für langfristige Übertragungsrechte vermutet wurde und die Einführung einer dynamischen Auktion gerechtfertigt hätte. Die Modellergebnisse zeigen, dass eine faire Bepreisung höhere Gebote nach sich ziehen würde. Die Einbeziehung von Sprüngen in das Modell sollte dieses zusätzlich verstärken.<sup>333</sup> Wenige Ausreißer pro Monat in die richtige Richtung sind realistisch, allerdings wurden diese im Modell eliminiert, damit die Annahmen einer Normalverteilung nicht

<sup>331</sup> Handel ist hier bis zum letzten Werktag des Vormonats möglich.

<sup>332</sup> Der Handel ist bis zum Ende der Laufzeit des Futures möglich.

<sup>333</sup> Vgl. Dieckmann (2008).

verletzt werden. An diesen Tagen sollte aber der Erlös aus einem physischen Übertragungsrecht besonders hoch ausfallen, so dass Sprünge die Option theoretisch verteuern würden. In diesem Fall würden die modellierten Preise für Optionen nochmals höher ausfallen, von einem *Winner's Curse* kann daher nicht ausgegangen werden. Die Einführung einer dynamischen Auktion für Übertragungsrechte würde das Einkommen des Übertragungsnetzbetreibers, welches ohnehin schon unterhalb des fairen liegt, nur weiter verringern. Insgesamt erzielt dieser also weder für kurz- noch für langfristige Übertragungsrechte Einnahmen, die der tatsächlichen Differenz der Strompreise entsprechen – wie es von einem effizienten Engpassmanagementsystem verlangt wird – so dass explizite Auktionen (unter anderem) ein Grund für die Bereitschaft zum Verkauf des Übertragungsnetzes sein könnten.

Trotzdem konnte durch die Schätzung der Optionscharakter physischer Übertragungsrechte gezeigt werden. Zwar unterscheidet sich das Niveau der Modellergebnisse von den tatsächlichen Auktionsergebnissen, der Verlauf ähnelt diesen jedoch sehr.

# Kapitel 6

## Zusammenfassung und Ausblick

Ziel der Arbeit war es, in Europa angewandte Engpassmanagementmethoden auf ihre Effizienz hin zu überprüfen und mögliche Gründe für Fehlallokationen von grenzüberschreitender Übertragungskapazität zu identifizieren.

Hierfür wurden zunächst die Erzeugungsstrukturen europäischer Staaten und daraus resultierende Preise und Lastflüsse analysiert. Es konnte gezeigt werden, dass unterschiedliche Kraftwerksparks und Engpässe im Übertragungsnetz derzeit strukturelle Preisunterschiede verursachen, die auf den geringen Integrationsgrad europäischer Strommärkte hindeuten. Zwar hat die Untersuchung eine hohe Korrelation europäischer Spotpreise ergeben. Diese sagt jedoch ausschließlich etwas über gemeinsame Determinanten aus und weniger über die tatsächliche Integration dieser Märkte. Dem Engpassmanagement obliegt nun die Aufgabe, durch eine verbesserte Ausnutzung vorhandener grenzüberschreitender Kapazitäten die Schaffung eines einheitlichen Strombinnenmarktes zu fördern, was unter anderem mit der Stromhandelsverordnung erreicht werden sollte. Aus dieser konnten konkrete Anforderungen an das Engpassmanagement abgeleitet werden: zunächst soll dem Engpass selbst ein Wert zugeordnet werden, der dem Grenzkostenunterschied zwischen den beiden Zonen entspricht und von dem langfristig die richtigen wirtschaftlichen Signale ausgehen. Auf der anderen Seite sind Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, die zur Verfügung stehende Übertragungskapazität voll auszuschöpfen. Ein Engpassmanagementsystem wird in diesem Zusammenhang als effizient ein-

gestuft, wenn es für die Bildung einer überregionalen *Merit order* sorgt, so dass Strom immer in die Hochpreisregion fließt und Preisdifferenzen auf ein Minimum reduziert werden.

Bis zu einem gewissen Grad konnten auch Verbesserungen durchgesetzt werden, bspw. durch die Abschaffung administrativer Vergabemethoden und die Einführung von ex- bzw. impliziten Auktionen zur Preisbestimmung des Engpasses. Allerdings basiert bereits die vorgelagerte Stufe der Bestimmung der verfügbaren Übertragungskapazität – die Grundlage für jedes Engpassmanagement – auf einem ineffizienten Verfahren.

Die Analyse hat gezeigt, dass bereits dieser erste Schritt die Bildung einer wahrheitsgemäßen überregionalen *Merit Order* verhindert. Die Bestimmung der für das Engpassmanagement zur Verfügung stehenden Übertragungskapazität erfolgt noch immer nach einem bilateralen NTC-Ansatz, der weder Ringflüsse noch Transite berücksichtigt. Die damit verbundene Unsicherheit führt zu einer Erhöhung der Sicherheitsmarge, die die Kapazität reduziert und meist zu einer Unterschätzung derselben führt. Die Stromhandelsverordnung in ihrer derzeitigen Fassung schreibt lediglich die Berücksichtigung sich aufhebender Geschäfte vor. Da allerdings die Koordination der Übertragungsnetzbetreiber abgesehen von wenigen Ausnahmen auch hier nicht über eine bilaterale Zusammenarbeit hinausgeht, werden bei der Festlegung der Kapazitäten nahezu alle externen Effekte der Netznutzung vernachlässigt. Aus dem Stromhandel resultierende Stromflüsse können somit nicht abgebildet werden und die Höhe der tatsächlich vorhandenen Kapazitäten lässt sich nur approximativ herleiten. Dementsprechend ist auch die Größenordnung dieser externen Effekte unbekannt. Durch die Ausgleichszahlungen der Netzbetreiber untereinander sollen diese zwar ex post kompensiert werden, die Internalisierung beschränkt sich durch eine Obergrenze der zu zahlenden Beträge jedoch auch hier auf ein Mindestmaß. Eine verursachungsgerechte Verteilung der *tatsächlich* entstandenen Kosten, wie sie die Stromhandelsverordnung vorschreibt, kann auf diese Weise nicht erfolgen.

Die Einführung lastflussbasierter Berechnungsmethoden, mit deren Hilfe

auch Ringflüsse und Transite bestimmt werden können, würde diese Nachteile vermeiden. Jede Netznutzung, die aus einem Handelsgeschäft resultiert, kann ermittelt, einem Verursacher zugeordnet und daher auch internalisiert werden, was jedoch hohe Anforderungen an das zugrunde gelegte Netzmodell setzt. Dessen Genauigkeit ist ausschlaggebend für die Abbildung aller physischen Stromflüsse, muss also dem hohen Vermaschungsgrad des europäischen Hochspannungsnetzes Rechnung tragen und erfordert eine verstärkte Kooperation der Übertragungsnetzbetreiber untereinander. Begrüßenswert in diesem Zusammenhang sind die Vorschläge der Europäischen Kommission zur Änderung der Stromhandelsverordnung im Rahmen des Dritten Richtlinienpaketes. Es ist vorgesehen, eine europäische Netzgesellschaft (ENTSO-E) zu bilden, innerhalb derer die Kompetenzen der UCTE und der ETSO gebündelt werden. Eine solche Kooperation sowohl auf technischer als auch auf ökonomischer Ebene könnte die Etablierung eines lastflussbasierten Kapazitätsmodells erleichtern. Eine Absichtserklärung, die eine solche Zusammenarbeit beinhaltet, wurde von den europäischen Netzbetreibern bereits unterzeichnet.

Betrachtet man die Vergabemechanismen aus der Stromhandelsverordnung genauer, so zeigen zumindest explizite Auktionen gravierende Nachteile. Dieser zweite Schritt des Engpassmanagements erfolgt derzeit nahezu ausschließlich auf der Basis expliziter Mechanismen, die sich durch zwei separierte Märkte von Strom und Kapazität auszeichnen. Es wurde gezeigt, dass eine effiziente Vergabe von Kapazität nur in der Theorie erreicht werden kann. Nachfrager nach physischen Übertragungsrechten, d.h. Händler oder Erzeuger, werden für ein Übertragungsrecht maximal die Preisdifferenz zwischen den beiden Zonen zu zahlen bereit sein, gleichzeitig wird der Erzeuger mit den geringsten Grenzkosten das höchste Gebot abgeben und daher auch den Zuschlag erhalten. Auf den ersten Blick wird hierdurch auch eine überregionale *Merit order* gebildet und die Kapazität effizient vergeben. Da der Markt für Engpasskapazitäten allerdings dem Strommarkt zeitlich vorgelagert ist, Übertragungsrechte also verkauft werden, *bevor* die Strompreise auf beiden Seiten feststehen, müssen Marktteilnehmer den Erlös aus einer grenzüberschreitenden Transaktion antizipieren. Diese Schätzung entspricht nur zufällig der tatsächlichen Preis-

differenz. Physische Falschlieferungen und ein damit ineffizienter Einsatz der Kraftwerke sind die natürliche Folge hieraus, was am Beispiel Deutschland – Niederlande nachgewiesen wurde. Außerdem handelt es sich bei physischen Übertragungsrechten um Optionen. Unabhängig davon, wo die Hochpreisregion erwartet wird, sind aufgrund des Zeitwertes der Rechte positive Preise in beide Richtungen rational, was wiederum physische Falschlieferungen nach sich zieht. Auf der anderen Seite kann nur ein geringeres Gebot als die erwartete Preisdifferenz abgegeben werden, da Unsicherheit in Bezug auf tatsächliche Preisdifferenz und die Verfügbarkeit der Leitungen eingepreist wird. Der tatsächliche Wert des Engpasses in Höhe der Opportunitätskosten bzw. des Grenzkostenunterschiedes kann auf diese Weise durch explizite Auktionen weder lang- noch kurzfristig abgebildet werden.

Implizite Auktionen dagegen erzeugen Engpasspreise, die genau der Differenz der Strompreise entsprechen. Da die Allokation hierbei nicht mehr separat, sondern implizit *nach* Eingang aller Kauf- und Verkaufsaufträge stattfindet, ließen sich die Nachteile expliziter Auktionen vollständig vermeiden. Die Bildung einer überregionalen *Merit order* ist gewährleistet, Stromhandel in alle verschiedenen Richtungen wird saldiert und die Übertragungskapazität vollständig genutzt. Allerdings erfordert die Etablierung eines *reinen* impliziten Modells eine weitreichende Integration der betroffenen Strommärkte. Jede Systemdienstleistung, wie bspw. die Bereitstellung von Regelenergie, muss dafür zentralisiert von einer Instanz übernommen werden, bilaterale Handelsmöglichkeiten wären damit ausgeschlossen. Außerdem käme es bei einer Umstellung zu einer Neuverhandlung aller Stromgeschäfte, die auf Grundlage eines expliziten Vergabemechanismus geschlossen würden. Auch geht mit diesen Umstrukturierungen eine Kompetenzverschiebung zulasten der Übertragungsnetzbetreiber einher. Eine eigenständige Bewirtschaftung von Engpässen wäre unter einem impliziten Regime nicht mehr möglich.

Nichtsdestotrotz führen implizite Auktionen im Gegensatz zu expliziten Auktionen zu einer effizienten Nutzung der Übertragungskapazität. Mithilfe des *Market Coupling*-Konzeptes können – selbst wenn es auf mittlere Sicht betrachtet auch NTC-basiert ist – jedoch auch heute schon die Vorteile impliziter

Auktionen genutzt werden. Als Hybridmodell setzt *Market Coupling* auf langfristiger Basis eine explizite Allokation von Übertragungsrechten voraus, während Spotmärkte verschiedener Strombörsen gekoppelt, d.h. impliziten Prozessen unterworfen werden. Durch die *European Regulators' Group for Electricity and Gas* (ERGEG) wurden hierfür sieben regionale Initiativen geschaffen, die unter Berücksichtigung lokaler Besonderheiten zumindest auf *day ahead*-Basis die Synchronisation von Kapazitäts- und Spotmarkt anstreben. Die Verknüpfung dieser regionalen Projekte soll zukünftig in der Schaffung des einheitlichen europäischen Strombinnenmarktes münden, wobei bereits erste Ergebnisse zwischen Frankreich, Belgien und den Niederlanden erhebliche Verbesserungen sowohl in Bezug auf die effiziente Ausnutzung der Kapazität als auch hinsichtlich der Preiskonvergenz zeigen. Die Analyse zeigt jedoch, dass *Market Coupling* nur in gewissen Grenzen zu einer verbesserten Kapazitätsallokation beitragen kann. Zum einen setzt sich die *Merit order* des *Market Couplings* ausschließlich aus börslichen Geboten zusammen. Sie wird zwar unter Berücksichtigung der verfügbaren Übertragungskapazität grenzüberschreitend gebildet, eingehende Gebote beschränken sich jedoch ausschließlich auf börsliche Geschäfte. Außerdem wird lediglich die explizite *day ahead*-Auktion abgeschafft. Unsicherheiten in Bezug auf die Preisdifferenz verringern sich aber, je näher die eigentliche Betriebsstunde rückt. Insofern sind explizite *day ahead*-Auktionen zwar *unter anderem* ursächlich für physische Falschlieferungen, jedoch bei weitem nicht in dem Maße wie monatliche oder jährliche Übertragungsrechte. Das grundsätzliche Problem expliziter Auktionen bleibt demnach bestehen. *Market Coupling* ist daher nur im Ansatz geeignet, die Ziele der Europäischen Kommission zu erfüllen, was sich jedoch durch eine schrittweise und langfristig angelegte Verringerung explizit vergebener Rechte ändern würde.

Da auch im Rahmen der *Market Coupling*-Projekte jährliche und monatliche explizite Auktionen bestehen bleiben, wurde versucht, mithilfe eines Optionsbewertungsansatzes die Preise dieser langfristigen Übertragungsrechte nachzubilden, um so Informationen über die Determinanten der Kapazitätsgebote zu erhalten. Hierfür wurde ein von Lucia & Schwarz entwickeltes Modell um die Bewertung eines europäischen Calls erweitert, durch das faire Preise

berechnet werden konnten. Es konnte gezeigt werden, dass diese i.d.R. oberhalb der tatsächlichen Grenzgebote liegen, dass die Einnahmen der Übertragungsnetzbetreiber – zumindest für die Auktionen zwischen Deutschland und den Niederlanden – also geringer sind als der faire Preis. Ein *Winner's Curse* konnte demnach nicht nachgewiesen werden. Begründet werden kann dies unter anderem durch illiquide Märkte für Übertragungskapazität, die durch eine sehr geringe Teilnehmeranzahl gekennzeichnet sind. Dabei sind die hier berechneten fairen Preise als Untergrenzen zu verstehen, da auf eine Modellierung von Sprüngen, die die Option auf Übertragungskapazität verteuern würden, verzichtet wurde. Nachgewiesen werden konnte jedoch, dass seitens der Bieter die Bewertung der Übertragungskapazität auf Grundlage der Futurepreisdifferenz für denselben Zeitraum erfolgt. Die Berücksichtigung von Transaktionskosten bei der Schätzung, die sowohl bei Arbitragegeschäften als auch bei Kauf und Nominierung physischer Übertragungsrechte anfallen, könnte die Ergebnisse allerdings noch verbessern.

# Anhang A

## Herleitungen und Ergänzungen

### A.1 ADF-Test Spotmärkte

Störungen eines stochastischen Prozesses  $X$  zu einem Zeitpunkt  $t$  können dauerhafte Auswirkungen auf die Ausprägungen der Zufallsvariable zu späteren Zeitpunkten haben, so dass Untersuchungen desselben stochastischen Prozesses zu unterschiedlichen Zeitspannen nicht dieselben Ergebnisse aufweisen. Trifft dieses nicht zu, so spricht man stationären stochastischen Prozessen. Ein Prozess ist stationär, wenn Erwartungswert  $E(X_t)$ , Varianz  $\sigma_x^2$  und Kovarianz  $cov(X_t, X_{t+r})$  jeweils konstant sind:<sup>334</sup>

$$\begin{aligned} E(X_t) &= \mu \quad \forall t = 1, 2, \dots, T & (A.1) \\ var(X_t) &= \sigma_x^2 \quad \forall t = 1, 2, \dots, T \\ cov(X_t, X_{t+r}) &= \gamma_r \quad \forall t = 1, 2, \dots, T \\ &\text{und} \quad \forall t = 1, 2, \dots, T - 1. \end{aligned}$$

Um dieses für die Spotpreise des Jahres 2007 nachzuweisen, wurden diese mithilfe des *Augmented Dickey Fuller*-Tests auf ihre Stationarität hin untersucht. Dieser testet für einen stochastischen Prozess die Nullhypothese einer Einheitswurzel gegen die Alternative des Nicht-Vorliegens einer Einheitswurzel. Ein stochastischer Prozess ist stationär, wenn die Nullhypothese abgelehnt

---

<sup>334</sup> Vgl. von Auer (1999), S. 353f.

werden kann, also keine Einheitswurzel vorliegt.<sup>335</sup>

Vorher wird jedoch zum besseren Verständnis das Konzept des *Dickey Fuller*-Tests eingeführt. Zugrunde gelegt wird dabei ein autoregressiver stochastischer Prozess  $X$  (AR(1)) der Form:

$$X_t = \mu + \alpha X_{t-1} + \epsilon_t, \quad (\text{A.2})$$

wobei der Störterm  $\epsilon_t$  mit einer Varianz von  $\sigma^2$  normalverteilt ist. Für diesen werden die Nullhypothese  $H_0$  sowie die Alternativhypothese  $H_1$  getestet:

$$H_0 : \alpha = 1 \quad (\text{A.3})$$

$$H_1 : \alpha < 1.$$

Während sich im ersten Fall Störungen voll auf die Folgeperioden auswirken, so verringern sich im zweiten Fall deren Auswirkungen im Zeitablauf, der Prozess kehrt wieder zum langfristigen Mittelwert  $\mu$  zurück. Diese Annahme der Stationarität erscheint für Stromspotpreise insofern plausibel, als dass Störungen, die die kurzfristige Strompreisbildung auf dem *day ahead*-Markt beeinflussen, wie Kraftwerksausfälle oder Ähnliches, meist nur temporär sind und sich von daher ausschließlich kurzfristig auf den Strompreis auswirken. Subtrahiert man nun in Gleichung A.2  $X_{t-1}$  auf beiden Seiten und setzt  $\gamma = \alpha - 1$ , so ergibt sich:

$$\Delta X_t = X_t - X_{t-1} = \mu + \gamma X_{t-1} + \epsilon_t. \quad (\text{A.4})$$

Die Hypothesen lauten nun:

$$H_0 : \gamma = 0 \quad (\text{A.5})$$

$$H_1 : \gamma < 0.$$

$\Delta X$  wird nun mithilfe z.B. einer OLS-Regression oder der Maximum-Likelihood-Methode mit der Konstante  $\mu$  auf  $X_{t-1}$  regressiert, woraufhin anschließend eine Teststatistik aufgestellt wird, die einer von Dickey und Fuller

<sup>335</sup> Vgl. Green (1993), S. 636ff.

erstellten Verteilung folgt:

$$\tau = \frac{\hat{\gamma}}{\sqrt{\widehat{Var}(\hat{\gamma})}}. \quad (\text{A.6})$$

Da es sich um einen linksseitigen Test handelt, wird die Nullhypothese verworfen, wenn der ermittelte Wert kleiner ist als der auf einem bestimmten Signifikanzniveau geltende kritische Wert. Korreliert allerdings  $X_t$  nicht nur mit  $X_{t-1}$ , sondern auch mit  $X_{t-2}$ , dann wäre in diesem Fall der Störterm  $\epsilon_t$  mit  $X_t$  (Gleichung A.2) korreliert und es würden sich für den relevanten Koeffizienten  $\gamma$  aus Gleichung A.4 keine sinnvollen Werte einstellen. Aus diesem Grunde erweitert der *Augmented Dickey Fuller*-Test das obige Konzept um frühere Perioden. Es wird wiederum von einem autoregressiven Prozess, hier beispielhaft ein AR(2), ausgegangen:

$$Y_t = \mu + \delta_1 Y_{t-1} + \delta_2 Y_{t-2} + \epsilon_t. \quad (\text{A.7})$$

Nach Umformungen auf der rechten Seite<sup>336</sup> und Subtraktion von  $Y_{t-1}$  auf beiden Seiten ergibt sich:

$$Y_t - Y_{t-1} = \mu + (\delta_1 + \delta_2 - 1)Y_{t-1} - \delta_2 \Delta Y_{t-1} + \epsilon_t. \quad (\text{A.8})$$

Es gilt  $\delta_1 + \delta_2 - 1 = \beta$  und  $\alpha_1 = -\delta_2$ . Es ergibt sich also die ADF-Regressionsgleichung nach

$$\Delta Y_t = \mu + \beta Y_{t-1} + \alpha_1 \Delta Y_{t-1} + \epsilon_t, \quad (\text{A.9})$$

bzw. für einen autoregressiven Prozess der Ordnung  $p$ :

$$\Delta Y_t = \mu + \beta Y_{t-1} + \sum_{i=1}^p \alpha_i \Delta Y_{t-i} + \epsilon_t. \quad (\text{A.10})$$

<sup>336</sup> Addition und Subtraktion von  $\delta_2 Y_{t-1}$  und ausklammern von  $Y_{t-1}$  und  $\delta_2$ .

Die Hypothesen lauten entsprechend der Gleichung A.5:

$$H_0 : \beta = 0 \quad (\text{A.11})$$

$$H_1 : \beta < 0.$$

Dieser Test wurde für die Spotpreise verschiedener europäischer Strombörsen durchgeführt, wobei ein AR(1)-Prozess zugrundegelegt wurde. Die Schwellenwerte sowie Ergebnisse der ADF-Statistik mit den dazugehörigen Wahrscheinlichkeiten  $p$  zeigt Tabelle A.1. Abgesehen von Nordpool<sup>337</sup> kann für alle hier betrachteten Strombörsen für das Jahr 2007 die Nullhypothese einer Einheitswurzel abgelehnt werden, die Zeitreihen sind stationär.

Strombörse	ADF-Test		P-Wert
<b>APXNL</b>	-5,7515		0,0000
<b>BELPEX</b>	-4,0158		0,0016
<b>EEX</b>	-4,7329		0,0001
<b>EXAA</b>	-3,1291		0,0257
<b>NP</b>	-1,1229		0,7073
<b>OTE</b>	-5,1030		0,0000
<b>POLPX</b>	-3,2378		0,0190
<b>PN</b>	-3,0141		0,0349
<b>SWEP</b>	-3,9985		0,0017
<b>kritische Werte</b>	1%	5%	10%
	-3,4555	-2,8725	-2,5727

Tabelle A.1: Ergebnisse des ADF-Tests der *day ahead*-Spotpreise verschiedener Strombörsen für 2007 (Tagesdurchschnittswerte, werktags).

<sup>337</sup> Vgl. Boisseleau (2004) kommt zum selben Ergebnis.

## A.2 Korrelation D-NL

Um die Korrelation zwischen den beiden Auktionen an der deutsch-niederländischen Grenze zu testen, wird mithilfe der Kleinste-Quadrate-Methode folgendes Modell geschätzt:

$$p_{Kap,t}^{NL,RWE} = c_t + \alpha p_{Kap,t}^{NL,EON}. \quad (\text{A.12})$$

Die Ergebnisse der Auktionen werden in Abbildung A.1 mithilfe eines Scatterplots dargestellt:

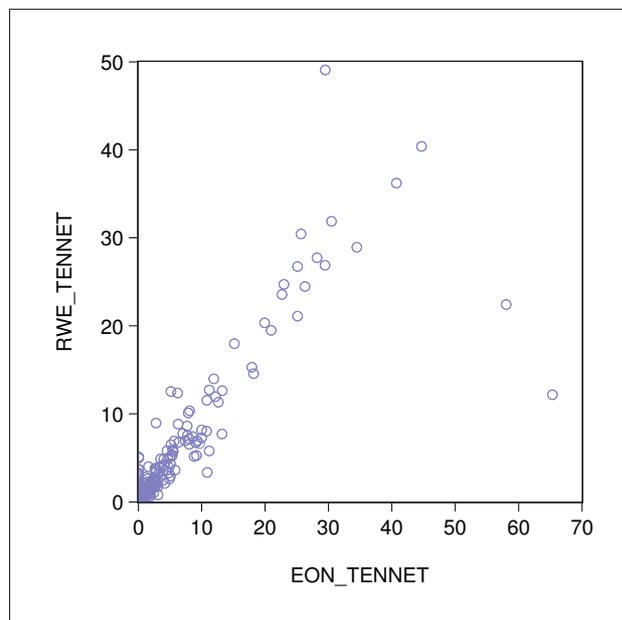


Abbildung A.1: Scatterplot der daily auction RWE – TenneT und Eon – TenneT in Euro/MWh.

Es ergibt sich eine Konstante von nahezu Null und eine Steigung von etwa 1. Der Korrelationskoeffizient beträgt 0,73.

$$p_{Kap,t}^{NL,RWE} = 0,119491 + 1,029493 p_{Kap,t}^{NL,EON}. \quad (\text{A.13})$$

Außerdem wurden sowohl die Kapazitätspreise  $p_{Kap,t}^{NL,RWE}$  und  $p_{Kap,t}^{NL,EON}$  als auch die Preisdifferenz  $\Delta P$  auf Stationarität mithilfe des oben eingeführten *Augmented-Dickey-Fuller*-Tests überprüft. Dessen kritischen Werte sowie Ergebnisse zeigt Tabelle A.2. Beide Zeitreihen unterschreiten diese, die Nullhypothese einer Einheitswurzel kann abgelehnt werden. Die dazugehörigen  $p$ -Werte betragen jeweils 0.

1%	5%	10%	Eon	RWE	$\Delta P$
-3,455486	-2,872499	-2,572684	-6,772725	-5,817686	-16,45278

Tabelle A.2: Ergebnisse des ADF-Tests der PTR-Preise in Richtung Niederlande für 2007.

### A.3 Lucia & Schwartz-Modell

#### Erklärung Indikatorfunktion

Eine Indikatorfunktion ist eine Zufallsvariable, die die Werte 0 und 1 annimmt. Tritt das Ereignis ein, so wird der Wert 1 angenommen, sonst 0.

$$\begin{aligned} \mathbb{I}_{\{S_T > K\}} : \quad \Omega &\longrightarrow \{0, 1\} \\ \omega &\longrightarrow \begin{cases} 1 & \text{für } S_T(\omega) > K \\ 0 & \text{für } S_T(\omega) \leq K. \end{cases} \end{aligned} \quad (\text{A.14})$$

Der Erwartungswert der Indikatorfunktion ergibt sich somit als die Wahrscheinlichkeit, dass das Ereignis eintritt.

#### Nebenrechnung

Sei  $B$  eine standardnormalverteilte Zufallsvariable mit Dichte  $f(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{x^2}{2}}$ .

Dann ist:

$$\begin{aligned} \mathbb{E} [B \mathbb{I}_{\{B > C\}}] &= \int_C^\infty x f(x) dx \\ &= \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_C^\infty x e^{-\frac{x^2}{2}} dx \\ &= \frac{1}{\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{C^2}{2}}. \end{aligned} \quad (\text{A.15})$$

# Anhang B

## Abbildungen und Tabellen

### B.1 Regionale Initiativen ERGEG

Initiative	Länder					
Central West	BE	FR	DE	LU	NL	
North	DK	FI	DE	NO	PL	SE
UK and Ireland	FR	IE	GB			
Central South	AT	FR	DE	GR	IT	SI
South West	FR	PT	ES			
Central East	AT	CZ	DE	HU	PL	SK
Baltic	EE	LV	LT			

Tabelle B.1: Regionale Initiativen der ERGEG.

Quelle: eigene Darstellung in Anlehnung an ERGEG (2007b).

## B.2 Preiszonen Nordpool Spot

Die Ergebnisse von Nordpool werden jeweils *day ahead* um 12:00 Uhr veröffentlicht. Die folgende Abbildung zeigt die sieben Preiszonen, aus denen sich der Systempreis errechnet, sowie die Preiszone Kontek.



Abbildung B.1: Nordpool Spot – Preiszonen und Systempreis.

Quelle: [www.nordpoolspot.com](http://www.nordpoolspot.com)

# Literaturverzeichnis

- Balmert, David; Brunekreeft, Gert; Gabriel Jürgen (2008): Independent System Operators – die Investitionsfrage. *Unecom Discussion Paper*.
- Belpex; APX; Powernext (2006): Trilateral Market Coupling – Algorithm Appendix.
- Benth, Fred Espen; Saltyte-Benth, Jurate (2006): Analytical Approximation for the Price Dynamics of Spark Spread Options. *Studies in Nonlinear Dynamics and Econometrics*.
- Benth, Fred Espen; Koekebakker, Stan (2008): Stochastic modeling of financial electricity contracts. *Energy Economics* 30(3), S. 1116–1157.
- Björk, Tomas (2004): *Arbitrage Theory in Continuous Time*. New York: Oxford University Press, USA.
- Bjørndal, Mette; Jörnsten, Kurt (2007): Benefits from coordinating congestion management – The Nordic power market. *Energy Policy* 35(3), S. 1978–1991.
- Bjørndal, Mette; Jörnsten, Kurt; Pignon Virginie (2002): Congestion management in the Nordic power market: Counter Purchases and Zonal Pricing.
- Blumsack, Seth; Lave, Lester B.; Ilic Marija (2007): A quantitative Analysis of the Relationship between Congestion and Reliability in Electric Power Networks. *The Energy Journal* 28(4), S. 73–99.
- Bobinaitė, Viktorija; Juozapavičienė, Aldona; Snieška Vytautas (2006): Correlation of Electricity Prices in European Wholesale Power Markets. *Engineering Economics* 49(4).

- Bohn, Roger; Caramanis, Michael C.; Schweppe Fred C. (1984): Optimal pricing in electrical networks over space and time. *Rand Journal of Economics* 15(3), S. 360–376.
- Boisseleau, François (2004): European Electricity Market Design And Its Impact On Market Integration. *Working Paper*.
- Boisseleau, François; de Vries, Laurens (2001): Congestion management and power exchanges – their significance for a liberalised electricity market and their mutual dependence. *Gas and electricity forum, Scuola Enrico Mattei – ENI, June, Milan*.
- Branger, Nicole; Schlag, Christian (2004): *Zinsderivate: Modelle und Bewertung*. Springer.
- Brunekreeft, Gert; Newbery, David (2006): Should merchant transmission investment be subject to a must-offer provision? *Journal of Regulatory Economics* 30(3), S. 233–260.
- Brunekreeft, Gert; Neuhoff, Karsten; Newbery David (2005a): Electricity transmission: An overview of the current debate. *Utilities Policy* 13(2), S. 73–93.
- Brunekreeft, Gert; McDaniel, Tanga (2005b): Policy Uncertainty and Supply Adequacy in Electric Power Markets. *TILEC Discussion Paper*.
- Bundesamt für Energie (2007): Ermittlung des Stromgroßhandelspreises im Schweizer Strommarkt. *Untersuchung im Auftrag des Bundesamtes für Energie - Endbericht*.
- Bundesministerium für Justiz (2005): *Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen*. Berlin.
- Bundesnetzagentur (2007a): *Aktuelle Kraftwerksprojekte in Deutschland und deren Implikationen für das Übertragungsnetz – Sachstandsbericht für den Beirat der Bundesnetzagentur*. Bonn.
- Bundesnetzagentur (2007b): *Monitoringbericht 2007*. Bonn.

- 
- Camacho, Luis Olmos; Pérez-Arriaga, Ignacio J. (2007a): An assessment of inter-TSO compensation algorithms in the Internal Electricity Market of the European Union. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems* 29(10), S. 699–712.
- Camacho, Luis Olmos; Pérez-Arriaga, Ignacio J. (2007b): Comparison of several inter-TSO compensation methods in the context of the internal electricity market of the European Union. *Energy Policy* 35, S. 2379–2389.
- Cameron, Peter D. (2007): *Competition in Energy Markets: Law and Regulation in the European Union*. Oxford University Press.
- Carmona, René; Durrleman, Valdo (2003): Pricing and Hedging Spread Options. *Siam Review* 45(4), S. 627–686.
- Chao, Hung-Po; Peck, Stephen (1996): A market mechanism for electric power transmission. *Journal of Regulatory Economics* 10, S. 25–59.
- Commission de Régulation de l'Énergie (2007): *Report of the French Energy Regulator on Electricity Interconnection Management and Use in 2006*. Paris.
- Consentec (2007): Towards a Common Co-ordinated Regional Congestion Management Method in Europe. *Study commissioned by the European Commission Directorate-General Energy and Transport – Final Report*.
- De Vries, Laurens J. (2007): Generation adequacy: Helping the market do its job. *Utilities Policy* 15(1), S. 20–35.
- De Vries, Laurens J.; Hakvoort, Rudi A. (2002): An Economic Assessment of Congestion Management Methods for Electricity Transmission Networks. *Journal of Network Industries* 3(4), S. 425–466.
- Deng, Shijie (2000): Stochastic models of energy commodity prices and their applications: Mean-reversion with jumps and spikes. *POWER Working Paper*.

- Dieckmann, Birgit; Reichmann, Oleg; Wobben Magnus (2008): Bewertung von physischen Übertragungsrechten - Eine Analyse der Grenzkuppelstellen zwischen Deutschland und den Niederlanden. *erscheint in Zeitschrift für Energiewirtschaft 4*.
- Duthaler, Christof Lorenz; Andersson, Göran et al. (2007): *Analysis of the Use of PTDF in the UCTE Transmission Grid*. Zürich.
- ERGEG (2007a): *Compliance with Electricity Regulation 1228/2003 - An ERGEG Monitoring Report*. Brüssel.
- ERGEG (2007b): *ERGEG Regional Initiatives Annual Report – Progress and Prospects*. Brüssel.
- ETSO (2002): *Reconciliation of market splitting with coordinated auction concepts – Technical issues*. Brüssel.
- ETSO (2003): *Counter Measures for Congestion management: Definitions and Basic Concepts*. Brüssel.
- ETSO (2004): *Flow based Market Coupling – A Joint ETSO-EuroPEX Proposal for Cross-Border Congestion Management and Integration of Electricity Markets in Europe*. Brüssel.
- ETSO (2005): *An evaluation of preventive countertrade as a means to guarantee firm transmission capacity*. ETSO Background Paper. Brüssel.
- ETSO (2006a): *Flow-Based Coordinated Auction – Dry-Run in SEE-Region*. ETSO Report for the 8th Athens Forum. Brüssel.
- ETSO (2006b): *Transmission Risk Hedging Products. Solutions for the Market and Consequences for the TSOs*. ETSO Background Paper. Brüssel.
- ETSO (2007a): *Current State of Intraday Markets in Europe*. Brüssel.
- ETSO (2007b): *ITC Agreement 2008 - 2009*. Brüssel.
- ETSO (2007c): *Regional Flow-based allocations – State-of-play*. Brüssel.

- ETSO (2008a): *ETSO Interim Report – Coordinated Model(s) for Regional and Inter-Regional Congestion Management Methods*. Brüssel.
- ETSO (2008b): *ETSO Overview of transmission tariffs in Europe: Synthesis 2007*. Brüssel.
- ETSO (2008c): *Interim Report 2008 – Development and Implementation of a Coordinated Model for Regional and Inter-Regional Congestion Management Methods*. Brüssel.
- ETSO (2008d): *Reference Model for Cross-border Intraday Markets*. Brüssel.
- Europäische Union (2005): *Amtsblatt der Europäischen Union*. C182/2.
- EuroPEX (2003): *Using Implicit Auctions to manage Cross Border Congestion: Decentralised Market Coupling*. Brüssel.
- EuroPEX (2006): *Eurpox Position Paper on Cross-Border Congestion Management and Market Coupling*. Brüssel.
- Europäische Kommission (1997): *Richtlinie 96/92/EG des europäischen Parlaments und des Rates vom 19. Dezember 1996 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt*. Brüssel.
- Europäische Kommission (2003a): *Richtlinie 2003/54/EG des europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG*. Brüssel.
- Europäische Kommission (2003b): *Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 des europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel*. Brüssel.
- Europäische Kommission (2007a): *Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der Richtlinie 2003/54/EG über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt*. Brüssel.
- Europäische Kommission (2007b): *Vorschlag für eine Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der Verordnung*

- (EG) Nr. 1228/2003 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel. Brüssel.
- Europäischer Rat (2002): *Presidency Conclusions, Barcelona European Council, 15-16 March 2002*. Brüssel.
- Europäisches Parlament (2001): *Entwurf eines Berichts über den Vorschlag für eine Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel*. Brüssel.
- Florence School of Regulation (2005): *A Study on the Inter-TSO Compensation Mechanism. Robert Schuman Centre for advanced studies*.
- Frontier Economics (2004): *Analysis of Cross-Border Congestion Management Methods for the EU internal Electricity Markets*. Aachen.
- Frontier Economics (2006): *Ökonomische Bewertung verschiedener Engpassmanagementmethoden. Bericht für die Bundesnetzagentur*. London.
- Frontier Economics, Consentec (2008): *Methodische Fragen bei der Bewirtschaftung innerdeutscher Engpässe im Übertragungsnetz (Energie). Untersuchung im Auftrag der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen*. Bonn.
- Gebhardt, Georg; Höffler, Felix (2008): *How to Determine Whether Regional Markets are Integrated? Theory and Evidence from European Electricity Markets. Governance and the Efficiency of Economic Systems*.
- Gebhardt, Georg; Höffler, Felix (2007): *Is there competition in cross-border trade of electricity? Theory and evidence from European electricity markets*. Bonn.
- Gerke, Wolfgang; Hennies, Marc; Schäffner Daniel (2000): *Der Stromhandel*. Frankfurt am Main: FAZ-Inst. für Management-, Markt- und Medieninformationen.
- Glachant, Jean Michel; Pignon, Virginie (2002): *Nordic Electricity Congestion's Arrangement as a Model for Europe: Physical Constraints Or Operators'*

- Opportunism?* Massachusetts Institute of Technology, Center for Energy and Environmental Policy Research.
- Green, Richard (1998): Electricity Transmission Pricing: How much does it cost to get it wrong? *Power Working Paper PWP-058, University of California Energy Institute.*
- Green, William H. (1993): *Econometric Analysis.* New York.
- Grichnik, Dietmar; Vortmeyer, Karin (2002): *Ökonomische Analyse des Energiehandels am Beispiel der European Energy Exchange.*
- Grossman, Sanford (1976): On the efficiency of competitive stock markets where trades have diverse information. *Journal of Finance* 31(2), S. 573–585.
- Harvey, Scott M.; Hogan, William W. (2000): *Nodal and Zonal Congestion Management and the Exercise of Market Power.* Harvard.
- Hikspoors, Samuel; Jaimungal, Sebastian (2007): Energy Spot Price Models and Spread Options Pricing. *International Journal of Theoretical and Applied Finance* 10(7), S. 1111.
- Hobbs, Benjamin F.; Rijkers, Fieke A.M.; Boots Maroeska G. (2005): The More Cooperation, The More Competition? A Cournot Analysis of the Benefits of Electric Market Coupling. *The Energy Journal* 26(4), S. 1–30.
- Hogan, William W. (1992): Contract networks for electric power transmission. *Journal of Regulatory Economics* 4(3), S. 211–242.
- Hogan, William W. (1999): Transmission Congestion: The Nodal-Zonal Debate Revisited. *Harvard University, John F. Kennedy School of Government, Center for Business and Government.*
- Hunt, Sally (2002): *Making Competition work in Electricity.* New York.
- Janssen, Matthias; Wobben, Magnus (2008a): Electricity Pricing and Market Power - Evidence from Germany. *CAWM-Discussion Paper 9.*

- Janssen, Matthias; Wobben, Magnus (2008b): Preisbildung auf den Märkten für Elektrizität und Erdgas - Ein Blick auf 2007 und die kommenden Jahre. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 11.
- Kaderják, Péter (2005): A comparison of electricity market models of CEE new member states. *Regional Centre for Energy Policy Research, Budapest*.
- Klemperer, Paul (1999): Auction theory: A guide to literature. *Journal of Economic Surveys* 13(3), S. 227–286.
- Knops, Hamilcar P.A.; de Vries, Laurens J.; Hakvoort Rudi A. (2001): Congestion Management in the European Electricity System: an Evaluation of the Alternatives. *Journal of Network Industries* 2, S. 311–351.
- Krishna, Vijay (2002): *Auction Theory*. Orlando.
- Kristiansen, Tarjej (2004a): Congestion management, transmission pricing and area price hedging in the Nordic region. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems* 26(9), S. 685–695.
- Kristiansen, Tarjej (2004b): Pricing of Contracts for Difference in the Nordic market. *Energy Policy* 32(9), S. 1075–1085.
- Kristiansen, Tarjej (2005): Financial Transmission Rights – Experiences and Prospects. *KEMA Consulting GmbH*.
- Kristiansen, Tarjei (2007a): A preliminary assessment of the market coupling arrangement on the Kontek cable. *Energy Policy* 35(6), S. 3247–3255.
- Kristiansen, Tarjej (2007b): An assessment of the Danish-German cross-border auctions. *Energy Policy* 35(6), S. 3369–3382.
- Kristiansen, Tarjej (2007c): The Nordic approach to market-based provision of ancillary services. *Energy Policy* 35(7), S. 3681–3700.
- Kühling, Jürgen; Sester, Peter et al. (2005): *Rechtsgutachten über die Etablierung eines Auction Office im Rahmen des Open Market Coupling*. Karlsruhe.

- Lambert, Jeremiah D. (2001): *Creating Competitive Power Markets: The PJM Model*. Tulsa.
- Lima, B. (2005): *Spark spread options*. Ph. D. thesis, Master thesis, Department of Mathematics, University of Oslo, Norway.
- Long, J. Scott. (1997): *Regression Models for Categorical and Limited Dependent Variables*. Sage Publications Inc.
- Lucia, Julio J.; Schwartz, Eduardo (2002): Electricity Prices and Power Derivatives: Evidence from the Nordic Power Exchange. *Review of Derivatives Research* 5(1), S. 5–50.
- Lueg, Barbara (2007): Emissionshandel als eines der flexiblen Instrumente des Kyoto-Protokolls. Wirkungsweisen und praktische Ausgestaltung am Beispiel der Europäischen Union. *Berichte aus dem Weltwirtschaftlichen Colloquium der Universität Bremen, Nr. 103, Februar 2007*.
- Lyons, Karen; Fraser, Hamish; Parmesano Hethie (2000): An Introduction to Financial Transmission Rights. *The Electricity Journal* 13(10), S. 31–37.
- Marckhoff, Jan; Wimschulte, Jens (2008): Locational Price Spreads and the Pricing of Contracts for Difference: Evidence from the Nordic Market.
- Margrabe, William (1978): The Value of an Option to Exchange One Asset for Another. *Journal of Finance* 33(1), S. 177–186.
- McAffee, R. Preston; McMillan, John (1987): Auctions and Bidding. *Journal of Economic Literature* 25, S. 699–738.
- Müller, Christoph (2008): Indikatoren für nachhaltige Netzregulierung – Finanzierung aus Engpasserlösen oder Investitionen mit Rendite. *ew – Das Magazin für die Energiewirtschaft* (11), S. 54–56.
- Nooij, Michiel De (2007): *Lessons for the interconnection investments from the Norned-case*. Amsterdam.
- Nordel (2006): *Principles for determining the transfer capacity in the Nordic power market*. Helsinki.

- Nordel (2007): *Nordel – Annual Report 2006*. Helsinki.
- Nordpool ASA (2008): *Trade at Nord Pool ASA's financial market Nord Pool ASA*. Oslo.
- Ockenfels, Axel; Grimm, Veronika; Zoettl Gregor (2008): Strommarktdesign – Preisbildungsmechanismus im Auktionsverfahren für Stromstundenkontrakte an der EEX. *Gutachten im Auftrag der European Energy Exchange AG zur Vorlage an die Sächsische Börsenaufsicht*.
- Parisio, Lucia; Bosco, Bruno (2008): Electricity prices and cross-border trade: Volume and strategy effects. *Energy Economics* 30(4), 1760–1775.
- Pentalateral Energy Forum (2007): *Memorandum of Understanding of the pentilateral Energy Forum on Market Coupling and Security of Supply in Central Western Europe*. Luxembourg.
- Perez-Arriaga, Ignacio J. (2002): Cross-border tarification in the internal electricity market of the European Union. *Proc. 14th Power System Computations Conf., Sevilla, Spain, June 24-28, 2002*.
- Perridon, Louis; Steiner, Manfred (2007): *Finanzwirtschaft der Unternehmung, 14*. München.
- Poitras, Geoffrey (1998): Spread Options, Exchange Options and Arithmetic Brownian Motion. *Journal of Futures Markets* 18(5), S. 487–517.
- Ragwitz, Mario; Sensfuss, Frank (2006): Ausgangsbedingungen und Entwicklungsperspektiven Erneuerbarer Energien im Strommarkt. *Erster Zwischenbericht im Rahmen des Projekts Fortentwicklung des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG) zur Marktdurchdringung Erneuerbarer Energien im deutschen und europäischen Strommarkt*.
- Rious, Vincent (2005): *Comparaison de deux Gestionnaires de Réseau de Transport Électrique: PJM et NGC – Qui est la Cigale? Qui est la Fourmi?* Paris.

- Schumann, Jochen; Meyer, Ulrich; Ströbele Wolfgang (2007): Grundzüge der mikroökonomischen Theorie. *Berlin, Heidelberg*.
- Sensfuss, Frank; Ragwitz, Mario (2007): Analyse des Preiseffektes der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf die Börsenpreise im deutschen Stromhandel-Analyse für das Jahr 2006. *Untersuchung im Rahmen von Beratungsleistungen für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Fraunhofer Institut für System-und Innovationsforschung Karlsruhe, Juni*.
- Smith, Clifford W. (1976): Option Pricing – A Review. *Journal of Financial Economics* 3(1-2), S. 3–51.
- Steiner, Manfred; Bruns, Christoph (2002): *Wertpapiermanagement*. Stuttgart.
- Stoft, Steven (2002): *Power System Economics*. New York.
- TenneT (2007): *NorNedEurope's link for the future*. Arnhem: Vieweg Verlag.
- TSO Auction BV (2007): 2008 Regulation for the Auctioning of Cross-border Electricity Transfer Capacity on the Extra High Voltage Belgium-Netherlands, Germany-Netherlands Interconnections.
- Turvey, Ralph (2006): Interconnector economies. *Energy Policy* 34, S. 1457–1472.
- UCTE (2004): *Operation Handbook*. Brüssel.
- Uhlenbeck, George E.; Ornstein, Leonard S. (1930): On the Theory of the Brownian Motion. *Physical Review* 36(5), S. 823–841.
- von Auer, Ludwig (1999): *Ökonometrie: eine Einführung*. Springer.
- Wawer, Tim (2007a): *Förderung erneuerbarer Energien im liberalisierten deutschen Strommarkt*. Münster.
- Wawer, Tim (2007b): Konzepte für ein nationales Engpassmanagement im deutschen Übertragungsnetz. *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 31(2), S. 109–116.

Wilson, Robert (2002): Architecture of Power Markets. *Econometrica* 70(4), S. 1299–1340.

Wu, Yuan-Kang (2007): A novel algorithm for ATC calculations and applications in deregulated electricity markets. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems* 29(10), S. 810–821.

Zachmann, Georg (2008): Electricity wholesale market prices in Europe: Convergence? *Energy Economics* 30(4), S. 1659–1671.

