

**Regulierung des grenzüber-
schreitenden Stromtransports
im liberalisierten Elektrizitätsmarkt
der Europäischen Union**

Regulierung des grenzüberschreitenden Stromtransports im liberalisierten Elektrizitätsmarkt der Europäischen Union

Matthias Reitze

Cahier de l'IDHEAP 229/2006
Chaire « Europe et politiques publiques »

Travail de mémoire:
Rapporteur: Prof. Dieter Freiburghaus

© 2006 IDHEAP, Chavannes-Lausanne
ISBN 2-940390-03-7; 978-2-940390-03-8



Institut de hautes études en administration publique
Swiss Graduate School of Public Administration
Institut universitaire autonome
Route de la Maladière 21 CH-1022 – Chavannes-Lausanne
T : +41(0)21 557 40 00 – F : +41(0)21 557 40 09
idheap@idheap.unil.ch – www.idheap.ch

Avant-propos

Diese Arbeit ist eine leicht überarbeitete Version meiner gleichnamigen Diplomarbeit, die ich im Rahmen des MPA Nachdiplomstudiengangs am IDHEAP verfasst und im Juni 2006 vorgelegt habe.

Für das grosse Engagement bei der Betreuung dieser Arbeit danke ich ganz herzlich den Professoren Dieter Freiburghaus und Luzius Mader, sowie Michael Bhend vom Bundesamt für Energie, der sich als externer Experte zur Verfügung gestellt hat.

Danken möchte ich auch meinen Interviewpartnern Helmut Schmitt von Sydow und Stefan Gewaltig (European Commission, Directorate General for Energy and Transport) sowie Daniel Burri (BKW, Abteilung Stromhandel).

Solothurn, im September 2006 Matthias Reitze

Inhalt

1	Einleitung	1
1.1	Einstieg in die Thematik	1
1.2	Ziele der Arbeit	3
2	Grundlagen zum Strommarkt und dessen Liberalisierung	4
2.1	Eigenheiten des Handelsgutes Elektrizität	4
2.2	Die „Staatsnähe“ der Stromversorgung	6
2.3	Liberalisierung der Stromversorgung	7
2.3.1	Ausgangslage und Paradigmenwechsel	7
2.3.2	Hoffnungen	9
2.3.3	Risiken	10
2.4	Anforderungen an Netze im liberalisierten Markt	11
2.5	Die Netze und ihre Akteure	14
2.5.1	Der staatliche Regulator	14
2.5.2	Die Netzbetreiber	15
3	Regulierungsproblematik des grenzüberschreitenden Stromtransports	18
3.1	Ausgangslage: der europäische Stromverbund	18
3.1.1	Situation vor der Liberalisierung	18
3.1.2	Liberalisierung schafft neue Ausgangslage	19
3.1.3	Importeure und Exporteure	20
3.2	Grundlegende Handlungsfelder einer Regulierung	22
3.2.1	Marktschaffende Regulierung als primäre Absicht	22
3.2.2	„Marktfremde“ Regulierungsziele	22
3.3	Regulierungsbedarf im grenzüberschreitenden Stromtransport	23
3.3.1	Überblick zur Problematik	23
3.3.2	Schlussfolgerungen	26
3.4	Analyse des Regulierungsbedarfs „Netzengpässe“	27
3.4.1	Kapazitätsbewirtschaftung	28
3.4.2	Kapazitätsoptimierung: Anpassung auf der Betreiberseite	29
3.4.3	Kapazitätserhöhung: Neubau von Leitungen	30
3.4.4	Schlussfolgerungen: Explizite Auktionen, eine einfache und zweckdienliche Lösung?	31

3.5	Analyse des Regulierungsbedarfs „Netzentgelte“	34
3.5.1	Grundlagen der Netzentgeltberechnung	34
3.5.2	Gestaltung von Tarifierungssystemen	36
3.5.3	Harmonisierungsbedarf für die nationale Entgeltstruktur	40
3.5.4	Anforderungen an einen Ausgleichsmechanismus für Transitflüsse	43
3.6	Fazit und Diskussion von Regulierungskonzepten	44
4	Entwicklung der Regulierungsinstrumente	47
4.1	Vorgeschichte: Der Beginn der Strommarktliberalisierung	47
4.2	Der Verhandlungsansatz: das Florenz-Forum	49
4.2.1	Ausgangslage und Ziele	49
4.2.2	Resultate	51
4.2.3	Würdigung der Leistungen des Forums	53
4.3	Härtung der Instrumente: Beschleunigungsrichtlinie mit Verordnung	54
4.3.1	Der Rat von Lissabon gibt Gas	54
4.3.2	Abkehr von der Verhandlungslösung	55
4.4	Die Verordnung zum grenzüberschreitenden Stromhandel	56
4.4.1	Aufbau und Konzept	56
4.4.2	Inhalt der Verordnung mit Hinweisen auf den Gesetzgebungsprozess	59
4.5	Die Umsetzungsphase	66
4.5.1	Erarbeitung der Leitlinien zur StromhandelsVO	66
4.5.2	Urteil des EuGH zu Langfristverträgen	71
4.6	Umgang mit Drittstaaten: Integration der Stromdrehscheibe Schweiz in das Regelwerk der EU	72
4.6.1	Rolle der Schweiz in der europäischen Stromversorgung	72
4.6.2	Stand der Strommarktöffnung in der Schweiz	72
4.6.3	Berücksichtigung von Drittstaaten in der StromhandelsVO	73
4.6.4	Handlungsbedarf der Schweiz	74
4.6.5	Aspekte eines bilateralen Abkommens	75
4.7	Zunehmende Bedeutung der Versorgungssicherheit	75
4.7.1	Das Förderinstrument „Transeuropäische Netze“	77
4.7.2	Erlass einer Richtlinie zur Versorgungssicherheit	78

5	Schlussfolgerungen	81
5.1	Regulierungsprozess	81
5.2	Schwierigkeiten und Konflikte	82
	Literaturverzeichnis	85

Tabellen

Tabelle 1 Die Wertschöpfungsstufen der Elektrizitätswirtschaft	7
Tabelle 2 Harmonisierungsmassnahmen für die Netznutzungsentgelte.	42

Abbildungen

Abbildung 1 Verhältnis von Erzeugung und Verbrauch von Strom in Europa 1997	21
Abbildung 2 Aufteilung der Netznutzungsentgelte in europäischen Mitgliedstaaten im Jahr 2002	41

Abkürzungsverzeichnis

ABL	Amtsblatt der europäischen Union
CEER	Council of European Energy Regulators
EG	Europäische Gemeinschaft
EGV	Vertrag zur Gründung der Europäischen Gemeinschaft, konsolidierte Fassung ABL 2002 C325 S. 35.
EP	Europäisches Parlament
ERGEG	European Regulators group for Electricity and Gas (Europäischen Gruppe der Strom- und Gasregulierer)
ETSO	European Transmission System Operators (Europäische Übertragungsnetzbetreiber)
EU	Europäische Union
EuGH	Europäischer Gerichtshof
MW	Megawatt
RL	Richtlinie
StromhandelsVO	Verordnung Nr. 1228/2003 des EP und des Rates über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel
TSO	Transmission System Operator = ÜBN
ÜBN	Übertragungsnetzbetreiber = TSO
VO	Verordnung

1 Einleitung

Der europäische Elektrizitätsmarkt ist im Fluss: Die bisherigen regionalen und nationalen Versorgungsmonopole wurden schrittweise aufgeweicht und sollen ab 1. Juli 2007 gänzlich verschwinden. Diese Entwicklung verläuft nota bene parallel zum Erdgasmarkt.

Dreh- und Angelpunkt der Strommarktöffnung ist die Regulierung des Zugangs zu den Elektrizitätsnetzen, die natürliche Monopole¹ darstellen. Das bedeutet, dass die Betreiber ihre Netze gegen eine entsprechende Entschädigung auch Dritten zur Verfügung stellen müssen. Diese Verpflichtung gilt sowohl für die innerstaatliche Netznutzung als auch für den grenzüberschreitenden Stromtransport.

Die Auswirkungen dieser Entwicklungen auf das Nicht-EU-Mitglied Schweiz sind für mich zwar durchaus von Interesse, konnten aber nicht im Zentrum dieser Arbeit stehen. Nichtsdestotrotz wird die Thematik auch aus Schweizer Sicht in einigen Fussnoten und in einem separaten Kapitel gewürdigt (vgl. Kapitel 4.6).

1.1 Einstieg in die Thematik

Bereits Ende der 80er Jahre verabschiedete die Kommission der EU² erste Erlasse, die als Beginn einer Strommarktöffnung gewertet werden können. Anfangs der 1990er Jahre wurden erste Richtlinien erlassen. Diese fanden ihre Weiterentwicklung 1996 in der so genannten Strom-Richtlinie, die weitere Harmonisierungsschritte in Richtung eines wettbewerbsorientierten gemeinsamen Strombinnenmarktes einleitete.

Die EU Kommission hat regelmässig die Umsetzung der Richtlinie in Benchmarking-Berichten beurteilt und festgestellt, dass die Massnahmen nicht ausreichten, um die in den meisten Mitgliedstaaten bestehende Monopol- bzw. Oligopol-Situation der Stromversorgung zu

¹ Zur Definition von natürlichen Monopolen vgl. Kapitel 2.2.

² Im Folgenden nur noch als „Kommission“ bezeichnet

durchbrechen. Kritisiert wurden zu hohe Netzentgelte, welche ein Wettbewerbshindernis darstellten und Quersubventionen bei vertikal integrierten Unternehmen³ ermöglichten. Die ungleiche Öffnung der nationalen Märkte führte zu Wettbewerbsverzerrungen, insbesondere in Fällen, in denen dominante vertikal integrierte Unternehmen über geschützte Heimmärkte verfügen.

In der EU gelang es mit der bisherigen Regulierung also nur, mehr oder weniger offene, nationale Märkte zu schaffen, aber keinen wirklichen Binnenmarkt, mit dem dann auch die Bedeutung eventuell noch verbliebener oder neu gebildeter regionaler Monopole schwinden dürfte.

Um das angestrebte Ziel doch noch zu erreichen, setzte die Kommission auf die Förderung des mengenmässig bisher eher bescheidenen grenzüberschreitenden Stromhandels: Sie versprach sich davon eine Erhöhung des Konkurrenzdrucks, der den Elektrizitätsbinnenmarkt Wirklichkeit werden lässt. Frucht dieser Bestrebungen war der Erlass der Verordnung Nr. 1228 im Jahr 2003 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel.

Obwohl sich der Titel der Verordnung auf den Handel bezieht, steht vielmehr der Stromtransport im Vordergrund. Eines der zentralen dabei zu lösenden Probleme ist die fehlende Energietransportkapazität an den Landesgrenzen der Mitgliedstaaten der EU: Die Netze Europas sind zwar bereits seit 50 Jahren miteinander verbunden, die grenzüberschreitenden Leitungen sind aber gewissermassen nur für Notfalldienste gebaut worden und nicht für den kommerziellen Austausch. Deshalb bestehen heute an verschiedenen innereuropäischen Grenzen nur limitierte Kapazitäten für den grenzüberschreitenden Stromhandel, die regelmässig zu Engpässen führen.

³ Vertikal integrierte Unternehmen sind auf mehreren Stufen der Energieversorgung – Erzeugung, Übertragung, Handel und Verteilung – tätig.

1.2 Ziele der Arbeit

Im Rahmen dieser Arbeit soll aufgezeigt werden, wie sich die Institutionen der EU der Regulierungsproblematik des grenzüberschreitenden Stromtransports annahmen.

Im Zentrum steht dabei die bereits erwähnte Verordnung 1228: Anhand deren Entstehungsgeschichte soll dargestellt werden, worin nun genau der Regulierungsbedarf bestand bzw. noch besteht, um den grenzüberschreitenden Stromhandel zu fördern und welche Schwierigkeiten und Konflikte allenfalls damit verbunden sind.

Somit gliedert sich die Arbeit in 4 Teile:

1. Teil: Grundlagen zur Stromversorgung und deren Liberalisierung (Kapitel 2)
2. Teil: Analyse der Regulierungsproblematik im grenzüberschreitenden Stromtransport der EU (Kapitel 3)
3. Teil: Darstellung des Vorgehens der Kommission zur Entwicklung eines Regulierungsrahmens, Diskussion von Schwierigkeiten (Kapitel 4)
4. Teil: Schlussfolgerungen (Kapitel 5)

2 Grundlagen zum Strommarkt und dessen Liberalisierung

2.1 Eigenheiten des Handelsgutes Elektrizität

Der Strommarkt kann nur bedingt mit anderen Märkten verglichen werden, da Elektrizität eine spezielle „Ware“ ist. Zum Einstieg in die Thematik der vorliegenden Arbeit ist eine Erläuterung⁴ einiger technischer Aspekte der Stromversorgung hilfreich:

Fehlende Speicherbarkeit

Elektrizität lässt sich nicht in grossen Mengen direkt speichern. Eine indirekte Speicherung ist möglich, indem Brennstoffe für thermische Kraftwerke an Lager gehalten werden oder indem Wasser in Stauseen gespeichert wird; letzteres ist ein grosser Wettbewerbsvorteil der schweizerischen Elektrizitätswirtschaft. Wegen der fehlenden Speicherbarkeit kommt dem Aspekt der Versorgungssicherheit im Vergleich zu anderen Wirtschaftszweigen erhöhte Bedeutung zu.

Gleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage

Aus der Nicht-Speicherbarkeit folgt, dass jederzeit gleichviel Elektrizität produziert werden muss, wie nachgefragt wird. Soll jederzeit ausreichend Strom zur Verfügung stehen, müssen die Erzeuger die Kapazität an den Nachfragespitzen orientieren. Diese sind grossen saisonalen und tageszeitlichen Schwankungen unterworfen. Die Erhaltung des Gleichgewichts zwischen Angebot und Nachfrage erfordert einen hohen technischen und koordinatorischen Aufwand, der u.a. mit einem unterschiedlichen Kraftwerkspark erreicht wird: Kern- und Flusskraftwerke

⁴ In Anlehnung an STRAUB, S.3f.

liefern *Bandenergie*, Gas-, Kohle- und Speicherkraftwerke liefern *Spitzenenergie*. Erzeuger, Händler und Netzbetreiber müssen zusammenarbeiten, damit das System der Stromlieferungen einwandfrei funktioniert.

Leitungsgebundenheit

Elektrizität bedarf für die Lieferung zum Verbraucher eines Netzes. Dieses besteht aus Freileitungen und erdverlegten Kabeln. Beim Transport der Elektrizität entstehen Verluste in der Form von Wärme: diese sind umso geringer, je höher die Spannung in der Leitung ist. Die Höhe der Spannung wird deshalb möglichst maximiert, muss aber dem unterschiedlichen Leistungsbedarf der angeschlossenen Verbraucher angepasst werden. Daraus resultieren unterschiedliche Netzebenen mit Höchst-, Hoch-, Mittel- und Niederspannung.

Fehlende Spezifizierbarkeit

Ob Kernkraft oder Windenergie: Die Produktionsweise der Elektrizität mag zwar verschieden sein, das Produkt ist jedoch exakt dasselbe. Einmal ins Netz eingespeist, ist Strom deshalb nicht mehr identifizierbar.

Physikalische Eigenschaften im Netz

Im Netz bewegt und verteilt sich der Strom durch alle möglichen Verbindungswege zwischen zwei Knoten, insbesondere wählt er den Weg des geringsten Widerstandes (Kirchhoffsches Gesetz). Diese als *Loop-Flow* bekannte Tatsache verunmöglicht es, gegenständlich identifizierte Elektrizität über ein Netz von einem Punkt zum anderen hin zu leiten: Es kann also nicht festgestellt werden, von welchem Anbieter die bezogene Elektrizität stammt.

Neben dem eigentlichen Loop-Flow ist von Bedeutung, dass sich gegengerichtete Stromflüsse aufheben. Die vorhandene Leitungskapazität ändert sich entsprechend nicht, wenn an zwei Punkten je gleichzeitig gleichviel Elektrizität eingespeist und entnommen wird. Ein in der Hauptflussrichtung ausgelastetes Netz wird durch eine Stromlieferung in die entgegengesetzte Richtung somit nicht zusätzlich belastet, sondern im Gegenteil entlastet.

2.2 Die „Staatsnähe“ der Stromversorgung

Die leitungsgebundene Stromversorgung gehört zu einer Gruppe von Sektoren, die wie das Bildungssystem, Rundfunk und Fernsehen oder andere Infrastruktursysteme traditionell als marktfern bzw. staatsnah klassifiziert wurden⁵. Das grosse Engagement des Staates lässt sich aus den technisch ökonomischen Besonderheiten der Stromversorgung ableiten:

- Bau und Unterhalt von Netz- und Produktionsanlagen sind sehr kapitalintensiv.
- Notwendigkeit der Gewährleistung des komplexen Gleichgewichts zwischen Angebot und Nachfrage, d.h. Garantie der Versorgungssicherheit. Dazu müssen die Bereiche Produktion und Verteilung auf maximale Verbrauchsanforderungen ausgerichtet sein, was zu einer teuren Kapazitätsreservehaltung und langfristigen Planungs- und Abschreibungszeiträumen führt.

Aus diesen Gründen wurde der Stromversorgung die Eigenschaft eines natürlichen Monopols attestiert. Ein solches liegt vor, wenn ein bestimmtes Produkt von einem einzigen Anbieter billiger hergestellt werden kann, als von mehreren, im Wettbewerb stehenden Konkurrenten. Der Grund dafür liegt in der Regel in hohen Fixkosten⁶. Dies trifft insbesondere auf den Netzbetrieb zu, da die Kosten für die Erstellung, den Unterhalt und den Betrieb so hoch sind, dass sich eine Duplizierung von Leitungen in der Regel schon aus wirtschaftlicher Sicht nicht lohnt und auch aus umweltschützerischen und baurechtlichen Gründen Parallelnetze kaum realisierbar sind.⁷

⁵ MONSTADT S. 7.

⁶ Vgl. für eine ausführliche ökonomische Definition des natürlichen Monopols WILD S. 35.

⁷ STRAUB S. 41.

2.3 Liberalisierung der Stromversorgung

2.3.1 Ausgangslage und Paradigmenwechsel

Bis in die 70er und 80er Jahre hatte das Paradigma des natürlichen Monopols der Elektrizitätsversorgung Bestand. Das führte dazu, dass für die Elektrizitätsversorgung ein staatlicher Monopolist zuständig war (z.B. in Frankreich oder in Italien) oder mehrere regionale Monopolisten (z.B. in der Schweiz oder in Deutschland). Häufig handelte es sich dabei um so genannte *vertikal integrierte Monopolisten*, d.h. solche, die sämtliche Stufen der Stromversorgung (vgl. folgende Tabelle 1) abdecken; regionale Monopolisten können sich nur auf die Bereiche *Verteilung* und *Verkauf* beschränken.

Tabelle 1
Die Wertschöpfungsstufen der Elektrizitätswirtschaft⁸

	Funktionen	Anlagen
Erzeugung	Erzeugung von Elektrizität	Kraftwerke
Übertragung	Transport von Elektrizität Stabilisierung von Frequenz, Spannung	Höchstspannungsnetz
Verteilung	Verteilung von Elektrizität bis zu den Endverbrauchern (inkl. Zähler- und Rechnungswesen)	Hochspannungsnetz Mittelspannungsnetz Niederspannungsnetz
Verkauf	Kommerzielle Aktivitäten	

⁸ Modifizierte Darstellung nach WILD S. 16.

In den letzten 20 Jahren gelangte man in der ökonomischen Lehre zur Überzeugung, dass den natürlichen Monopolen im Infrastrukturbereich eine immer beschränktere Bedeutung zukommt und staatliche Monopolanordnungen nur noch für einzelne Teilmärkte legitimierbar sind⁹. Begründet wird diese neue Sicht der Dinge damit, dass¹⁰

- infolge des technischen Fortschritts die minimale effiziente Betriebsgrösse von Kraftwerken sehr viel kleiner ist¹¹;
- Fortschritte in der Informationsverarbeitung es ermöglichen sollen, die integrierte Stromversorgungsbranche in einzelne Teilbereiche aufzuspalten, ohne dass die Transaktionskosten stark ansteigen.

Die Liberalisierung der Stromversorgung bedeutet also eine teilweise Demonopolisierung bzw. die Ermöglichung von Wettbewerb auf jenen Marktstufen, die sich wettbewerblich organisieren lassen. Dies sind vor allem:

- die Stromerzeugung und
- der Stromhandel (unterteilt in Großhandel und Einzelhandel/Vertrieb).

Hinzu kommen grundsätzlich auch Systemdienstleistungsmärkte sowie das Mess- und Zählerwesen, vorausgesetzt, ein verlässlicher Datentransfer zwischen Netzbetreibern und Dritten ist gewährleistet.

Bindeglied zwischen den Marktstufen sind die Netze, die nach wie vor als natürliche Monopole zu behandeln und daher einer staatlichen Regulierung zu unterwerfen sind; was dies konkret bedeutet, wird in Kapitel 2.4 erläutert.

⁹ WEBER KRATZ S. 229.

¹⁰ WILD S. 15.

¹¹ Die Investition für ein Gaskombikraftwerk beträgt nur ca. ein Zehntel des Betrages, der für den Bau eines Atomkraftwerkes oder eines Speicherkraftwerkes in den Alpen notwendig ist. Somit wird das Verhältnis Kraftwerkpark zu Netzinfrastruktur veränderbar, d.h. eine dezentrale(re) Stromproduktion wird möglich.

Als Folge einer vollständigen Öffnung des Elektrizitätsmarktes, wie sie in der EU eingeleitet wurde, können die Endverbraucher ihren Stromlieferanten frei wählen. Sie sind nicht mehr gezwungen, den Strom vom Betreiber desjenigen Netzes zu beziehen, dem sie angeschlossen sind, sondern können ihn direkt beim Produzenten oder bei einem anderen Verteilnetzbetreiber beziehen. Dies eröffnet Stromhändlern und Brokern neue Dienstleistungsmöglichkeiten: Insbesondere für Grosskunden ist es interessant diese mit der Strombeschaffung zu beauftragen, da solche Spezialisten aufgrund ihres Informationsvorsprunges in der Lage sind, möglichst günstige Stromlieferverträge auszuhandeln.

2.3.2 Hoffnungen

Zentraler Ausgangspunkt der Liberalisierung der Energiemärkte ist wie in Kapitel 2.3.1 erwähnt die Erkenntnis, dass sich die beiden Wertschöpfungsstufen *Erzeugung / Beschaffung* und *Handel / Vertrieb* wettbewerbsfähig organisieren lassen und dies auch wünschenswert ist. Speziell für den Bereich der Stromerzeugung verspricht man sich davon vor allem:¹²

- eine Beschleunigung des technischen Fortschritts und ein wettbewerbsfähiges „Entdeckungsverfahren“ für innovative Erzeugungstechnologien;
- eine größere Vielfalt von Akteuren;
- eine effizientere und Risiken berücksichtigende Planung und dadurch auch die Vermeidung von Überkapazitäten.

Die wettbewerbsfähige Gestaltung des Groß- und Einzelhandelsgeschäftes ist verbunden mit der Hoffnung,

- die Handels- und Vertriebsmargen zu senken,

¹² TURMES S 17.

- den Dienstleistungsgedanken stärker zu verankern und die Verbraucher nicht länger als Abnehmer, sondern als Kunden zu begreifen und entsprechend zu umwerben,
- neuen kundenorientierten Dienstleistungen den Boden zu bereiten.

Zentrale Hoffnung ist somit, dass sich mit dem Wettbewerb günstigere Elektrizitätspreise für Industrie, Gewerbe und Haushalte realisieren lassen, als unter den monopolistischen Bedingungen.

2.3.3 Risiken

Bei der Realisierung der Zielsetzungen ist entscheidend, die Marktordnung für die Wettbewerbsbereiche so festzulegen und rechtlich zu verankern, dass sich die erwünschten Wettbewerbsprozesse auch tatsächlich einstellen. Dabei ist insbesondere die aktuelle Markt- und Machtsituation zu berücksichtigen, da Wettbewerb selten auf der grünen Wiese beginnt.

Zentrale Voraussetzung ist dabei die strikte Neutralisierung der Netze als Handelsplattform für die vor- und nachgelagerten Stufen der Wertschöpfungskette. Es besteht bei ungenügender Regulierung¹³ die Gefahr, dass Unternehmen mit großen Interessen im Erzeugungs- und Vertriebsbereich sowie Beteiligung an einem Transportnetzbetreiber dessen Neutralität beeinträchtigen können.¹⁴

Als Hauptrisiko der Demonopolisierung der Elektrizitätsversorgung wird allgemein die potentielle Gefährdung der Versorgungssicherheit erachtet¹⁵:

¹³ Dies ist offenbar gemäss bisherigen Erfahrungen der Fall, wenn vertikal integrierte Monopolisten via Regulierung nur zu einer rein buchhalterischen Trennung (Unbundling) der verschiedenen Marktbereiche verpflichtet werden und nicht zu einer eigentumsrechtlichen Separation.

¹⁴ TURMES S. 18.

¹⁵ Insbesondere nach den Stromausfällen der letzten Jahre in Nordamerika, Großbritannien, Skandinavien und Italien.

Ein Monopolist agiert in einem planwirtschaftlichen System, das er mit innerbetrieblichen Planungsprozessen optimieren kann. Sein Produkt ist zwar vordergründig die Elektrizität, aber eigentlich ist es vielmehr die Versorgungssicherheit als Ganzes. Mit der Strommarktliberalisierung und dem dadurch ausgelösten Wettbewerbs- und Effizienzdruck können die Stromversorger Kosten nicht mehr ohne weiteres an ihre Kunden weiterleiten. Da ein stabiler Betrieb im Kraftwerks- wie im Netzbereich nicht erreichbar ist ohne ein Mindestmaß an redundanten Infrastrukturen, besteht somit die Gefahr, dass aufgrund ungenügender Investitionsanreize mit der Liberalisierung nicht gleichzeitig auch ein höheres Maß an Versorgungssicherheit erreicht wird - anders als dies üblicherweise bei marktwirtschaftlichen Systemen zu beobachten ist¹⁶. Wegen des starken öffentlichen Interesses an einer sicheren Stromversorgung müssen sich die Regulierungsorgane mit dieser Thematik auseinandersetzen und stehen damit vor dem Konflikt zwischen einer möglichst wettbewerbsfähigen und preisgünstigen Stromversorgung einerseits und einer möglichst sicheren Stromversorgung andererseits.

2.4 Anforderungen an Netze im liberalisierten Markt

Das Verbindungsglied zwischen den in Kapitel 2.3 beschriebenen Wettbewerbsbereichen sind die Netze, und diese stehen bei der Umsetzung der Liberalisierung daher im Zentrum der Diskussion. Wie bereits erwähnt stellen sie natürliche Monopole dar. Um einen Wettbewerb zwischen den einzelnen Stromproduzenten zu ermöglichen, müssen die Netzbetreiber eine wichtige Anforderung erfüllen. Ihre Netze müssen für alle Stromproduzenten zur Verfügung stehen, damit diese auch alle potentiellen Kunden erreichen können.

Um ihre zuge dachte Funktion als zentrale wettbewerbsermöglichende Infrastruktur bestmöglich erfüllen zu können, sind die Netze gegenüber

¹⁶ ERDMANN S. 2.

den wettbewerblichen Wertschöpfungsstufen zwingend zu neutralisieren. Neutralisierung bedingt eine staatliche Regulierung des Netzbetriebs und bedeutet Folgendes:

- die Garantie eines diskriminierungsfreien Netzzugangs für alle Netznutzer mit fairen Nutzungsbedingungen (d.h. Unterbindung von diskriminierende Entgelten und Verhinderung von Monopolgewinnen);¹⁷
- Unterbindung jeglicher Quersubventionierung;
- enge Kooperation der Netzbetreiber untereinander zur Gewährleistung der Netzstabilität;
- maximale Transparenz für alle Marktteilnehmer im Hinblick auf die Netznutzungsparameter.

Die Neutralität der Netze lässt sich im Prinzip mit zwei Modellen erreichen:

- Eigentumsrechtliche Entflechtung¹⁸ im Sinne einer vollständigen Interessenentflechtung der weiterhin privatwirtschaftlich betriebenen Netze von allen anderen Wertschöpfungsstufen und eine staatliche Netzentgelt- und Qualitätsregulierung, die einerseits die Verbraucher vor Monopolgewinnen der Netzbetreiber schützt, andererseits die Versorgungsqualität kontinuierlich überprüft und eine Verschlechterung sanktioniert („Britisches Modell“).
- Überführung der Netze in öffentliches Eigentum und Verpflichtung der öffentlichen Körperschaften als Netzeigentümer auf Wartung und Instandhaltung dieser öffentlichen Infrastruktur („service

¹⁷ Die Verpflichtung der Netzbetreiber, das Ihnen gehörende Netz durch Dritte benutzen zu lassen, wird als *Third Party Access* bezeichnet. Der Zugang kann entweder auf Verhandlungsbasis erfolgen oder staatlich reguliert mit festgelegten Netzbenutzungspreisen.

¹⁸ So genanntes *Unbundling* (Entbündelung): meint eine eigentumsrechtliche, organisatorische oder buchhalterische Trennung der Funktionen Erzeugung, Übertragung und Verteilung bzw. Handel und sonstigen Aktivitäten eines Energieversorgers.

public¹⁹); Refinanzierung der Aufwendungen über Netzentgelte, die ebenfalls staatlich festgelegt und überprüft werden („Dänisches Modell“).

Wie auch immer die Eigentumsverhältnisse geregelt werden, im Zentrum des Interesses der Netznutzer stehen die Benutzungsgebühren. Die so genannten *Netzentgelte* müssen so festgelegt werden, dass sie:

- die Refinanzierung „angemessener“ Kosten der Netzbetreiber ermöglichen;
- Quersubventionierungen unterbinden;
- die Unternehmenssubstanz bei „guter“ Unternehmensführung erhalten;
- eine marktübliche Verzinsung des Eigenkapitals gewährleisten, die die notwendige Kapitalaufnahme seitens der Netzbetreiber ermöglicht;
- den Netzbetreibern die Möglichkeit bieten, eine definierte Versorgungsqualität und einen definierten Standard an Versorgungssicherheit zu erreichen.

Die Aufgabe der Überwachung bzw. der Festlegung der Netzentgelte obliegt einer staatlichen Behörde. Diese hat sicherzustellen, dass die Netzbetreiber weder durch eine zu tiefe Entschädigung benachteiligt werden, noch dank einem überhöhten Entgelt hohe Monopolrenten abschöpfen können.

¹⁹ Unter diesem Begriff französischer Prägung wird in der Regel die Sicherstellung einer Grundversorgung durch den Staat verstanden. Er wird in den Liberalisierungsdebatten als Antithese zum Abbau der Staatsmonopole im Bereich Wasser, Energie, Post, Telekommunikation etc. verwendet.

2.5 Die Netze und ihre Akteure

2.5.1 Der staatliche Regulator

Wie bereits erwähnt, ist es notwendig, dass dem Stromnetzbetreiber gewisse Auflagen gemacht und diese zudem auch dauernd überprüft werden. Für die Durchsetzung und Einhaltung dieser Rahmenbedingungen ist grundsätzlich der Staat als Regulator zuständig. Dabei ist in der EU der Einfluss der Regulierungsbehörden in den einzelnen Mitgliedstaaten sehr unterschiedlich festgelegt worden²⁰. So vertraute man ursprünglich in Deutschland dem Prinzip der Selbstregulierung, d.h. dem verhandelten Netzzugang. Mit der so genannten *Verbändevereinbarung* einigten sich die Stromverbände für Grundsätze zur Festlegung von Durchleitungs- und Netznutzungsentgelte sowie Regeln für den diskriminierungsfreien Netzzugang. Diese Vereinbarung diente als eine Art Empfehlung und Richtlinie für die Netzbetreiber. Die Missbrauchsaufsicht lag in Deutschland bei der Kartellbehörde, die als Regulator erst im Nachhinein reagierte (*ex-post*). Österreich hat sich für die Bildung zweier unabhängiger Regulierungsgremien entschieden. Die Tarife für die Netznutzung werden von den Netzbetreibern nicht ausgehandelt, sondern von der zuständigen Regulierungsbehörde festgesetzt. Der Regulator hat somit grössere Macht und kann agieren und nicht nur reagieren. Seit der Richtliniennovellierung (vgl. Kapitel 4.1) ist ein Regulator obligatorisch: Deutschland hat deshalb die Bundesnetzagentur gegründet, den Regulator für alle Netze Deutschlands (Telekom, Strom und Gas).

Regulierung wird genauso wenig wie Märkte perfekt funktionieren. Vielmehr ist hier wie dort von einem Such-, Lern- und Anpassungsprozess auszugehen, der beide Koordinationsmechanismen als „Entdeckungsverfahren“ charakterisiert. Die Ausgestaltung und Umsetzung

²⁰ TURMES S. 28

der Regulierung bewegt sich in einer Reihe von Spannungsfeldern, die im Folgenden kurz aufgelistet werden²¹:

- schlagkräftige Regulierung – schlanke Behörde,
- Unabhängigkeit der Behörde – ihre demokratische Legitimation,
- wirksame Kontrolle der Behörde – zügige Umsetzung von Entscheidungen,
- Transparenz von Marktdaten gegenüber Behörde und Öffentlichkeit – Wahrung von Geschäftsgeheimnissen,
- Rechtssicherheit durch explizite Normensetzung – Flexibilität durch rasche Anpassungsmöglichkeiten,
- Erhalt der Unternehmenssubstanz – Schutz vor Monopolmissbrauch,
- Anreize zur Kostensenkung – Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit und –qualität,
- Grad der Entflechtung der Marktfunktionen – Regulierungsintensität: je stärker die Entflechtung der Marktstufen, desto weniger eingriffsintensiv die Regulierung.

Der Erfolg des Regulators und der ihn verpflichtenden Rahmenbedingungen wird sich daran messen lassen müssen, wie gut er es versteht, diese Spannungsfelder produktiv aufzulösen.

2.5.2 Die Netzbetreiber

Netzbesitzer betreiben ein Übertragungsnetz und / oder ein Verteilnetz (vgl. Tabelle 1). Die Verteilnetze stellen die Versorgung der Endverbraucher mit Elektrizität sicher; sie transportieren Strom über relativ kurze Distanzen (wenige Kilometer). Die Übertragungsnetze verbinden die Stromproduzenten mit den Netzknoten, wo die industriellen Gross-

²¹ TURMES S. 31.

verbraucher und die Verteilunternehmer den Strom entnehmen. Ein sehr grosser Anteil der inländischen Stromtransporte erfolgt via Übertragungsnetz und zusätzlich der ganze grenzüberschreitende Stromverkehr. Die nationalen Übertragungsnetze sind an den *Grenzkuppelstellen* via *Interkonnektoren* mit den ausländischen Übertragungsnetzen verbunden.

Für die Versorgungssicherheit ist ein reibungslos funktionierendes Übertragungsnetz quasi als „Arterie“ von grösster Bedeutung. Zu diesem Zweck sind die Übertragungsnetzbetreiber in *Regelzonen* organisiert²²; der Regelzonenführer ist verantwortlich für eine sichere Elektrizitätsversorgung, d.h. er sorgt insbesondere für den kurzfristigen Ausgleich zwischen Produktion und Verbrauch mittels so genannter *Regelenergie*²³ und die *Fahrplanabwicklung*²⁴ mit anderen Regelzonen.

Der Aufwand für Erstellung und Betrieb dieser Netze ist dementsprechend hoch. Die Kosten der Übertragungsnetze setzen sich folgendermassen zusammen:

- **Infrastrukturkosten (Refinanzierung bestehender Infrastruktur und Investition in neue)**

²² In der Schweiz gibt es im wesentlichen sechs Regelzonen, die die Übertragungsnetze der sechs Überlandwerke umfassen.

²³ Um seine Verpflichtung zur Aufrechterhaltung eines sicheren Betriebes des Netzes zu gewährleisten, muss der Übertragungsnetzbetreiber Regelenergie beschaffen und Regelleistung vorhalten. Regelenergie ist die Leistung, die Abweichungen in der Leistungsbilanz zwischen den erwarteten und den tatsächlich eintretenden Verhältnissen ausgleichen soll. Es existiert ein zeitlich gestaffeltes Regelsystem, das auf abrufbarem Einsatz von Kraftwerken beruht, die zu diesem Zweck Leistungsreserven aufweisen müssen, also im Normalfall nicht unter Vollast betrieben werden dürfen.

²⁴ Transportdienstleitungen auf Übertragungsleitungen werden auf der Basis von Fahrplänen ausgeführt, die zwischen den ÜNB und den Stromhändlern bzw. Lieferanten ausgetauscht werden. Die Fahrpläne geben an, in welchem Umfang elektrische Leistung als prognostizierter Leistungsmittelwert in einem konstanten Zeitraster an bestimmten Netzpunkten eingespiessen und entnommen wird.

- Systemdienstleistungskosten (Frequenzhaltung, Spannungshaltung, Versorgungswiederaufbau und Betriebsführung; erfolgt gemäss den technischen Regeln des Branchenverbandes²⁵)
- Kosten für Verlustenergie (beim Stromtransport entstehen Energieverluste in Form von Wärmeabstrahlung, die kompensiert werden müssen).

Für diese Kosten müssen die Erzeuger und die Verbraucher mit den Netznutzungsentgelten aufkommen.

²⁵ Dies ist auf dem europäischen Festland die UCTE: Union für die Koordination des Transports elektrischer Energie.

3 Regulierungsproblematik des grenzüberschreitenden Stromtransports

3.1 Ausgangslage: der europäische Stromverbund

3.1.1 Situation vor der Liberalisierung

Ab den fünfziger Jahren wurde in Europa ein grenzüberschreitendes Verbundnetz für die Stromversorgung aufgebaut. Ein Hauptziel dieses Verbundes war die Erhöhung der Versorgungssicherheit der einzelnen Staaten. So können aussergewöhnliche Versorgungssituationen durch Kälte, Hitze oder Trockenheit mit ausländischer Elektrizität überbrückt werden oder wenn in einem Land ein grosses Kraftwerk ausfällt, bringen die Werke in den Verbundländern sofort mehr Strom auf, damit das Gleichgewicht zwischen Verbrauch und Produktion aufrechterhalten werden kann. Diese Soforthilfe wird automatisch (innerhalb von Sekunden) bereitgestellt²⁶.

Neben den Notfalldiensten wurden im Rahmen des grenzüberschreitenden Stromverkehrs auch immer schon langfristige Stromlieferungen abgewickelt, die der Grundversorgung von Importstaaten mit Elektrizität diene (z.B. französischer Atomstrom via Schweiz nach Italien).

Seit 1951 sind die Übertragungsnetzbetreiber der Staaten des europäischen Festlandes in der UCTE zusammengeschlossen (Union für die Koordination des Transports elektrischer Energie). Auch in den benachbarten Gebieten existieren Blöcke der nationalen Übertragungsnetzbetreiber, die z.T. mit dem Netzverbund der UCTE synchron ge-

²⁶ Eine wichtige Stellung kommt in diesem Zusammenhang den schnell zu- und abschaltbaren schweizerischen Speicherkraftwerken zu, die bedeutende Regulierungsmöglichkeiten aufweisen und damit zur Stabilisierung des Verbundnetzes beitragen.

schaltet sind: Die östlichen Nachbarländer bilden die CENTREL, die skandinavischen Länder die NORDEL, die nordafrikanischen Staaten gehören zur COMELEC. Eine Sonderstellung nehmen in diesem Zusammenhang die britischen Inseln ein.

Die UCTE erlässt als Branchenvereinigung technische Regeln und Empfehlungen für das Zusammenwirken im Verbundnetz. Diese betreffen die Aufrechterhaltung des Gleichgewichts von Erzeugung und Verbrauch, gegenseitige Hilfe bei Grossstörungen, Informationsaustausch etc. Eine besondere Bedeutung hat das so genannte „N-1“-Kriterium, wonach sicherzustellen ist, dass das Netz auch nach dem Ausfall einer Leitung ohne Unterbrechung der Versorgung weiterbetrieben werden kann.²⁷

3.1.2 Liberalisierung schafft neue Ausgangslage

Mit der angestrebten vollständigen Marktöffnung, entsteht eine neue Situation im Elektrizitätsbinnenmarkt der EU: Die vormals abgeschotteten nationalen Strommärkte werden geöffnet und sämtliche Firmen sowie Haushalte haben ab dem 1. Juli 2007 die Möglichkeit den Strom von irgendeinem Produzenten innerhalb der EU zu beziehen.

In den Mitgliedstaaten der EU differieren die Preise am Grosshandelsmarkt bzw. bei der Belieferung von Kunden aus verschiedenen Gründen erheblich.²⁸ Dieses Preisgefälle ist natürlich ein grosser wirtschaftlicher Anreiz für Stromhändler, Elektrizität in die Hochpreisländer wie z.B. Italien zu liefern.

Dies stellt an die „Vertriebskanäle“ des Produktes Strom erhöhte Anforderungen:

Da die grenzüberschreitenden Leitungen gewissermassen nur für Notfalldienste gebaut worden sind und nicht für den kommerziellen Aus-

²⁷ Siehe mehr dazu unter <http://www.ucte.org>

²⁸ Vgl. Report der Kommission 2005: Der durchschnittliche Spotmarktpreis beträgt in Frankreich, Deutschland und Österreich 30 – 40 €/MWh, in Italien über 60 €.

tausch, bestehen an den innereuropäischen Grenzen nur limitierte Kapazitäten für den grenzüberschreitenden Stromhandel.

Somit ist eine Verschärfung des Konflikts zwischen den kommerziellen Interessen der beteiligten Länder und Unternehmen einerseits sowie den technischen und rechtlichen Voraussetzungen des sicheren Netzbetriebes andererseits vorprogrammiert.

Vor diesem Hintergrund haben sich die Verbände der Übertragungsnetzbetreiber der Europäischen Union, Norwegens und der Schweiz 1999 zur *Association of European Transmission System Operators (ETSO)*²⁹, zusammengeschlossen. Diese will bestehende Handelsschranken beim grenzüberschreitenden Stromverkehr abbauen und eine gemeinsame Grundlage für den europäischen Strombinnenmarkt schaffen³⁰.

Dies ist auch das erklärte Ziel der Kommission: sie will den Anteil des grenzüberschreitenden Handels erhöhen, damit der angestrebte Strom-Binnenmarkt Realität wird und der Wettbewerbsdruck auf die Preise steigt. Bescheidene 8,5% des gesamthaft in der EU verbrauchten Stromes wurde im Jahr 2000 grenzüberschreitend ausgetauscht, im Jahr 2004 waren es 10,7 %³¹.

3.1.3 Importeure und Exporteure

Entsprechend den erläuterten Voraussetzungen sind die Importe und Exporte elektrischer Energie traditionell weitaus geringer als bei anderen Wirtschaftsgütern. Auch bei vergleichsweise starken Exportländern wie Frankreich (Atomkraft) oder Importländern wie Italien, liegen sie unter 20% der nationalen Erzeugung bzw. des nationalen Verbrauchs. Die meisten europäischen Länder wiesen zu Beginn der Liberalisierung

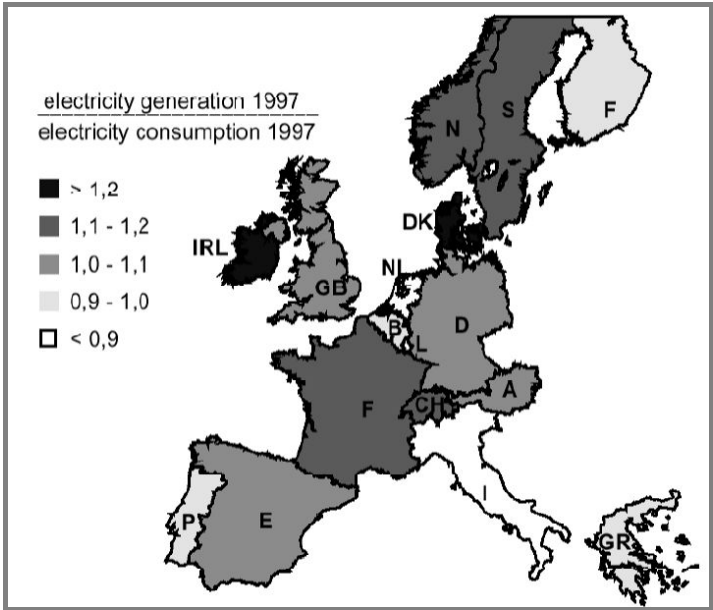
²⁹ Die schweizerischen ÜNB sind durch die ETRANS bzw. künftig durch die nationale Netzgesellschaft Swissgrid in der ETSO vertreten. Beide Organisationen sind als neutraler Systemkoordinator für die Planung, Abwicklung und die Abrechnung des nationalen und internationalen Stromverkehrs auf dem Übertragungsnetz zuständig.

³⁰ WEBER/KRATZ S. 45.

³¹ Kommission (6)

eine ausgeglichene Bilanz aus, wie Abbildung 1 auf der Basis von Daten aus dem Jahre 1997 zeigt.

Abbildung 1
Verhältnis von Erzeugung und Verbrauch von Strom in Europa 1997



(Quelle: MÜLLER-KIRCHENBAUER).

3.2 Grundlegende Handlungsfelder einer Regulierung

Im Rahmen der Demonopolisierung, die im Liberalisierungsprozess angestrebt wird, lassen sich unterschiedliche Regulierungsabsichten unterscheiden, die im Folgenden kurz erläutert werden.

3.2.1 Marktschaffende Regulierung als primäre Absicht

Im Zuge der Liberalisierung von Strommärkten entstehen völlig neue Regulierungsbedarfe, mit der Abschaffung von Monopolen ist es nicht gemacht. In erster Linie geht es darum, Bedingungen herzustellen, damit sich funktionsfähige Märkte entwickeln und stabilisieren.

Eine zentrale Voraussetzung für funktionsfähigen Wettbewerb in der Stromversorgung ist die Sicherung des diskriminierungsfreien Netzzugangs (vgl. Kapitel 2.4).

3.2.2 „Marktfremde“ Regulierungsziele

Neben der marktschaffenden bzw. marktstabilisierenden Wettbewerbsregulierung verliert die staatliche Durchsetzung gemeinwohlorientierter, d.h. „marktfremder“ Ziele im Zuge der Liberalisierungsprozesse keineswegs an Bedeutung. Wichtige öffentliche Interessen und Belange der Energieversorgung bestehen unvermindert fort oder haben sogar an Brisanz gewonnen. So liessen die Stromausfälle in Nordamerika, Großbritannien, Skandinavien und Italien, die sich alle im Zuge der Liberalisierung ereigneten, den Verdacht aufkommen, dass eine sichere Versorgung durch ausreichende Investitionen in die Netze, die Kraftwerke und in die rationelle Energieverwendung nicht allein durch eine „unsichtbare Hand des Marktes“ gewährleistet werden kann. Zu einer zentralen Aufgabe des Staates wird es daher, gemeinwirtschaftliche Ziele der Energieversorgung durchzusetzen und unerwünschte Ergebnisse und Folgen des Marktgeschehens im Sinne eines politisch definierten Ge-

meinwohls zu vermeiden, zu korrigieren, zumindest aber zu kompensieren.³²

3.3 Regulierungsbedarf im grenzüberschreitenden Stromtransport

3.3.1 Überblick zur Problematik

In Kapitel 1.1 wurde kurz auf die grundsätzlichen Schwierigkeiten eingegangen, die bei der Schaffung eines EU-Binnenmarktes für Elektrizität auftauchen. Nachfolgend wird die spezifische Problematik des grenzüberschreitenden Stromtransport diskutiert.

Vorhandensein von Engpässen

Die Grenzkuppelstellen, die die nationalen Stromnetze verbinden, sind Teil der Übertragungsnetze und damit natürliche Monopole. Wie in Kapitel 3.1 erläutert, stellen sie „Flaschenhälse“ im System des grenzüberschreitenden Stromhandels dar. An praktisch allen Grenzen der Mitgliedstaaten der EU kommt es deshalb zu Engpassituationen.³³

Die Grenzkuppelstellen befinden sich im Besitz der Übertragungsnetzbetreiber, die - zwar organisatorisch entflochten - Teil von marktmächtigen vertikal integrierten Versorgungsunternehmen sind. Eine Öffnung und Ausweitung der Grenzkuppelstellen ist für diese Unternehmen aus zwei Gründen nicht erwünscht:

- Die Vergabe der Engpasskapazitäten (häufig durch Auktionen vgl. Kapitel 3.4.4) erbringt erhebliche Erlöse.
- Engpässe bilden eine wirksame Markteintrittsbarriere für Dritte aus dem Ausland.

³² In Anlehnung an MONSTADT S. 67 ff.

³³ Physisch manifestieren sich die Engpässe nicht an der Grenze selber, sondern in Teilen des Netzes des entsprechenden Transitlandes.

Beim Engpassmanagement spielen die ÜNB also eine zentrale Rolle, sie sind quasi die Torwächter der nationalen Netze. Das Arrangement der ÜNB an den nationalen Grenzen war vor der Liberalisierung ein gut nachbarschaftliches Verhältnis mit gegenseitiger Hilfe in Notfällen und minimalen Abhängigkeiten. Im Übrigen war aber jeder ÜNB um den sicheren Betrieb seines Netzes selber besorgt und traf Annahmen über Kapazitäten und Sicherheiten sowie die Auswirkungen von Störungen und erarbeitete Szenarien und Methoden zu deren Behebung. Für die Schaffung eines gemeinsamen Binnenmarktes ist der koordinierte Betrieb dieser Netze (d.h. des Übertragungsnetzes) und die Zusammenarbeit unter den ÜNB einer der Schlüsselfaktoren, der bei den Regulierungsbemühungen berücksichtigt werden müsste.³⁴

Harmonisierung der Netznutzungsentgelte

Es gibt keinen einheitlichen Tarifrahmen für grenzüberschreitende Geschäfte, alle Geschäftsabschlüsse müssen ausgehandelt werden. Die Entgeltfrage für die Netznutzung des Übertragungsnetzes ist je nach Mitgliedstaat unterschiedlich geregelt, was zu Handelsverzerrungen führt.

Das bedeutet, dass jeder Übertragungsnetzbetreiber ein Übertragungsentgelt in Rechnung stellt, das nicht notwendigerweise mit den bereits an andere Übertragungsnetzbetreiber zu entrichtenden Übertragungsentgelten abgestimmt ist. Wegen der unterschiedlichen Struktur der Entgeltsysteme in den Mitgliedstaaten kann der für den grenzüberschreitenden Netzzugang zu zahlende Betrag erheblich variieren, je nachdem, welche Übertragungsnetzbetreiber involviert sind, wobei nicht unbedingt ein Zusammenhang mit den tatsächlich entstandenen Kosten gegeben sein muss. Wenn ein Transit durch mehrere Mitgliedstaaten erfolgen muss, kann es überdies zu einer Kumulierung von Entgelten kommen, dem so genannten „*pancaking*“ (Übereinanderlegung wie bei Pfannkuchen), falls alle betroffenen Netzbetreiber ein Entgelt erheben. Was auf den ersten Blick als faire Entschädigung für die ÜNB

³⁴ GLANCHANT / LEVEQUE S. 14.

in jedem durchquerten Land wirkt, führt zu ökonomisch falschen Resultaten:³⁵ d.h. in einem zusammenhängenden System ohne Landesgrenzen, also im angestrebten Binnenmarkt, würde sich ein mittlerer Tarif etablieren, der sich an den tatsächlichen Gesamtkosten orientieren würde und somit niedriger wäre, als die kumulierten Ländertarife.

Ein Teilproblem der Netznutzungsentschädigung: Ausgleich für Transitflüsse

Beim internationalen Stromexport wird eine gewisse Elektrizitätsmenge in das Übertragungsnetz des exportierenden Mitgliedstaates eingespeist und gleichzeitig die gleiche Menge Strom dem Übertragungsnetz des importierenden Mitgliedstaates für den Verbrauch entnommen. Die Stromexporteure und/oder -importeure zahlen ein Entgelt an das nationale Netz für die Erzeugung im exportierenden Land und/oder für den Verbrauch im einführenden Land.

Im europäischen Stromverbundnetz wirkt sich die Elektrizitätsausfuhr nicht nur auf die Netze der Aus- und Einfuhrländer aus. Exporttransaktionen können Leistungsflüsse auch in Ländern entstehen lassen, in denen Strom weder ins Netz eingespeist noch diesem zum Verbrauch entnommen wird. Plausibel erscheint dies im Falle einer Transaktion zwischen nicht benachbarten Ländern, d.h. wenn der „direkte Weg“ zum Verbraucher zwangsläufig durch das Übertragungsnetz eines Dritten geht. Darüber hinaus verursachen Exporttransaktionen aufgrund der physikalischen Gesetze, die das „Verhalten“ von Strom im Netz bestimmen (Loop-Flow), vielfach auch physikalische Leistungsflüsse in Ländern, die nicht auf dem - theoretisch - direkten Weg der Elektrizität liegen³⁶. In einem liberalisierten, vom Wettbewerb geprägten Markt

³⁵ PEREZ-ARRIAGA S. 2

³⁶ In einer Simulation wurde zum Beispiel gezeigt, dass bei einem Transport von 1'000 MW aus Nordfrankreich nur ca. 60 % des Stroms Italien "direkt" erreicht, d. h. über die französisch-italienische Grenze oder durch die Schweiz. Der Rest erreicht Italien "indirekt" und verursacht Stromflüsse auf dem Netz in Belgien, in den Niederlanden, Deutschland, Österreich und Slowenien (Quelle: KOMMISSION (3) S. 74).

müssen die Übertragungsnetzbetreiber einen Ausgleich für die Kosten erhalten, die durch solche Transitflüsse entstehen. Ansonsten würden den lokalen Netznutzern diese Kosten aufgebürdet, obwohl die betreffenden Leistungsflüsse zur Gänze von Marktteilnehmern in anderen Übertragungsnetzgebieten verursacht werden.

3.3.2 Schlussfolgerungen

Zum marktschaffenden Regulierungsbedarf

Hauptziel der Regulierung des grenzüberschreitenden Stromtransports ist also , sicherzustellen, dass die Entgelte für den Zugang zum Netz einschließlich Verbindungsleitungen die den Übertragungsnetzbetreibern tatsächlich entstandenen Kosten genau wiedergeben und überhöhte Kosten für grenzüberschreitende Transaktionen ausgeschlossen werden. Nur unter diesen Voraussetzungen wird es für Kunden wirtschaftlich interessant, sich einen neuen Elektrizitätsversorger aus einem anderen Mitgliedstaat der EU zu wählen. Sicherzustellen wäre weiter die Zusammenarbeit der ÜNB untereinander für den marktgerechten Umgang mit den Engpässen.

Die detaillierten Aspekte der Regulierung der beiden Handlungsfelder *Netznutzungsentschädigung* bzw. *Umgang mit Engpässen* werden in den folgenden Kapiteln 3.4 und 3.5 analysiert.

Versorgungssicherheit als weiteres Regulierungsziel

Mit der Optimierung des Managements der Netzengpässe an den Grenzen ist implizit auch die Anforderung an die Gewährleistung der Netzstabilität verbunden. Dies verlangt die Koordination der ÜNB untereinander und garantiert die Versorgungssicherheit bezüglich Netzbetrieb.

Die Begründung der Kommission in ihrem Vorschlag zur StromhandelsVO von 2001 weist darauf hin, dass die Regulierung des grenzüberschreitenden Stromtransports auch anderen Aspekten der Versorgungssicherheit dienen soll:

Falls der grenzüberschreitende Handel weiterhin begrenzt ist und die Märkte im wesentlichen national bleiben, ist überdies damit zu rechnen, dass die Erzeugungskapazitäten in der Union nicht effizient genutzt werden. Bleiben zum Beispiel die physikalisch begrenzten Exportmöglichkeiten bestehen, könnte es sein, dass in einem Land neue Erzeugungsanlagen gebaut werden, obwohl in einem anderen Land ungenutzte Kapazitäten in einer Anlage vorhanden sind, die von der Stilllegung bedroht ist. Eine derartige Situation dürfte schließlich Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit der Union haben, wenn neue Anlagen importierte Energieträger, etwa Erdgas, verwenden, während bestehende, von Schließung bedrohte Anlagen mit Energieträgern betrieben werden, die von der Versorgungssicherheit her weniger problematisch sind, wie erneuerbare Energieträger. (S. 11)

Grundsätzlich ist natürlich auch das umgekehrte Szenario denkbar, was der Versorgungssicherheit eher abträglich wäre...

3.4 Analyse des Regulierungsbedarfs „Netzengpässe“

Engpässe können technischer Natur sein, aber auch durch rechtliche Massnahmen verursacht werden, d.h. durch die Einräumung vorrangiger Zugangsrechte.

Damit ein liberalisierter Markt funktionieren kann, müssen die Engpässe möglichst ausgeräumt werden. Wo sie noch bestehen, muss das Ziel des Engpassmanagements sein, die verfügbaren Verbindungskapazitäten nach fairen, kostenorientierten, transparenten Regeln, d.h. marktgerecht zuzuweisen.

Für den Umgang mit limitierten Kapazitäten im Falle von Netzengpässen bestehen verschiedene Strategien, die im Folgenden kurz erläutert werden.

3.4.1 Kapazitätsbewirtschaftung

Eigentumsvorrang

Die einfachste Variante der Zuteilung besteht darin, dass der Eigentümer des Übertragungsnetzes zuerst seine eigenen Bedürfnisse befriedigt, bevor andere Marktteilnehmer zum Zug kommen. Dies ist natürlich alles andere als diskriminierungsfrei und entspricht nicht den Anforderungen einer monopolfreien Marktsituation.

Zuteilung

Das Verfahren „*first come, first served*“ verteilt die Kapazität vorrangig an denjenigen, der seinen Bedarf zuerst anmeldet.³⁷ Dieses System wirkt sich insbesondere dann wettbewerbshindernd aus, wenn die mit dem Netzbetreiber vertikal integrierte Stromhandels- bzw. Liefergesellschaft zuerst über freie Kapazitäten informiert wird.³⁸ Zu dem „*first come, first served*“-Verfahren zählen im Prinzip alle Langfristverträge für die Lieferung von Elektrizität, die Kapazitäten über mehrere Jahre hinweg beanspruchen.

Im „*Pro-Rata-Verfahren*“ wird die knappe Netzkapazität proportional zu den angemeldeten Mengen aufgeteilt, so dass alle interessierten Marktteilnehmer gleichmässig weniger Übertragungskapazität erhalten. Da die Zuteilung nicht mit dem Wert des Engpasses gekoppelt ist, kann diese nicht zwingend als marktgerecht bezeichnet werden.

Auktionen

Eine Möglichkeit, die Netzkapazitäten aufgrund der Zahlungsbereitschaft der Marktteilnehmer – also marktgerecht – zu verteilen, ist die *explizite Auktion*. In diesem Verfahren werden für einen bestimmten Zeitraum und nacheinander kaskadiert (z.B. drei Jahre / ein Jahr / Quartal / Monat / Tag) Kapazitäten an den Meistbietenden vergeben.

³⁷ Dieses Verfahren wurde gemäss KOMMISSION (4) im Jahr 2001 angewendet an folgenden Grenzen: Österreich-Italien, Grenzen von Frankreich zu Italien/Belgien/Spanien.

³⁸ GRUBER S. 55.

Dieses Verfahren wird an den meisten innereuropäischen Grenzen bereits angewendet.

Die aus marktwirtschaftlicher Sicht effizienteste Form des Engpassmanagements wäre eine *implizite Auktion*.³⁹ Im Unterschied zu allen bisher beschriebenen Verfahren wird dabei die Übertragungskapazität gleichzeitig mit der Ware Strom versteigert. Dies setzt die Einrichtung einer Strombörse voraus: Die Marktteilnehmer übermitteln, in welcher geographischen Region des Netzes sie Strom kaufen oder verkaufen möchten und das Clearingsystem des Strommarktes berechnet die effizientesten Mengen und Richtungen für die Stromflüsse zwischen den Marktregionen. Die preisliche Bewertung und Nutzung der Engpässe wird direkt in das System integriert und ist somit keine separate Zuweisungsprozedur mehr. Voraussetzung ist neben der Strombörse ein Netzmodell, das die Netzflüsse abbilden kann (Loop flows!) und die Berechnung der vorhandenen Kapazitäten erlaubt. Das würde für den Binnenmarkt der EU die Erarbeitung eines koordinierten Netzmodells aus den segmentierten nationalen Netzen bedeuten.

3.4.2 Kapazitätsoptimierung: Anpassung auf der Betreiberseite

Neben den Verfahren zur Engpassbewirtschaftung gibt es auch noch Optimierungsverfahren zur Engpassvermeidung bzw. zur Erhöhung der Kapazität. Diese müssen in der Priorität und auch im Zeitablauf vor den Verfahren zur Bewirtschaftung stehen, um die Kapazität so weit wie möglich zu erhöhen.

Beim so genannten „*Redispatching*“ fordert ein Übertragungsnetzbetreiber die Erzeuger in seinem Netz auf, von ihren Erzeugungsfahrplänen abzuweichen, d.h. den Kraftwerkeinsatz zu reduzieren, um die Netzsicherheit bei drohenden Engpässen aufrechtzuerhalten. Der Aufwand

³⁹ CONSENTEC 2004 S. 22.

für die Umdisponierung der Kapazitäten sollte mit einer Entschädigung abgegolten werden, die im Netznutzungsentgelt berücksichtigt wird.

Eine Koordinierung dieser Tätigkeit der Übertragungsnetzbetreiber über mehrere Übertragungsnetze und Engpassstellen hinweg (*Coordinated Cross Border Redispatch*) verbessert die Handlungsspielräume der Übertragungsnetzbetreiber und erhöht die Möglichkeiten für den Handel.

Das „*Counter-trading*“ ist eine spezielle marktbasierende Form des Redispatching. Dabei wird die Modifikation der Stromerzeugungsfahrpläne (d.h. der Kraftwerkeinsatz) über Handelsgeschäfte des Übertragungsnetzbetreibers mit verschiedenen Erzeugern erreicht: Ziel ist es, drohende Engpässe zu vermeiden, indem Geschäfte auf beiden Seiten des Engpasses so koordiniert werden, dass sich die gegenläufigen Ströme über den Engpass aufheben. Im Falle eines Engpasses kommen also nur noch jene Geschäfte zustande, für die ein entsprechendes Gegengeschäft über den Engpass existiert. Auch diese Form der Kapazitätsoptimierung setzt eine koordinierte Zusammenarbeit der beteiligten ÜNB voraus.

3.4.3 Kapazitätserhöhung: Neubau von Leitungen

Neben der optimalen Bewirtschaftung der bestehenden Kapazitäten ist natürlich auch der Bau neuer Interkonnektoren ein Mittel zur Entschärfung der Engpassituation an den Grenzen.

Aufgrund des Bestehens monopolistischer Liefergebiete bis zum Zeitpunkt der Liberalisierung hatten die oft vertikal integrierten Stromversorgungsunternehmen nur ein begrenztes Interesse am Bau grenzüberschreitender Verbindungsleitungen. Wenn dennoch große Leitungsprojekte durchgeführt wurden, so standen diese oft in Zusammenhang mit langfristigen Stromlieferverträgen.⁴⁰

⁴⁰ Kommission (1) S. 14.

Im Zuge der Liberalisierung, d.h. mit der Entflechtung der vertikal integrierten Stromversorgungsunternehmen, hängen die wirtschaftlichen Anreize für Netzinvestitionen von den künftig zulässigen Kalkulationsmethoden der Netznutzungsentgelte ab. Der Regulator steht hier vor einem Dilemma: Wenn er dem Netzbetreiber großzügige Anreize gewährt, wird zu viel Kapital in den Unterhalt und Ausbau der Netze fließen, allerdings zu Lasten entsprechend hoher Netznutzungsentgelte; bei schwachen Anreizen unterbleiben die Netzinvestitionen. Die Krux dabei ist folgende: Der Regulator wird kaum in der Lage sein, diesen Gleichgewichtswert anzusteuern und das System droht instabil zu werden. Darüber hinaus gibt es mehrjährige Verzögerungen zwischen dem Setzen (bzw. der Rücknahme) von Investitionsanreizen und dem Ergebnis - bessere oder schlechtere Netz Zuverlässigkeit. Ursache sind u.a. die komplizierten Genehmigungsprozeduren für den Bau neuer Leitungen. Daher wird der Regulator kaum effiziente Investitionsanreize zur Versorgungssicherheit geben können.⁴¹

Durch den Verlust des langfristig planenden integrierten Versorgungssystems kommt noch eine weitere Schwierigkeit hinzu: Langfristig kann es im Rahmen der Strommarktliberalisierung zu strukturellen Veränderungen auf der Erzeugungs- und der Nachfrageseite kommen, denen das Stromnetz in seiner bisherigen Struktur evtl. nicht mehr gewachsen sein wird.

3.4.4 Schlussfolgerungen: Explizite Auktionen, eine einfache und zweckdienliche Lösung?

Implizite Auktionen als Bestlösung für die Bewirtschaftung der bestehenden Kapazitäten erfordern ein sehr aufwändiges System, das im Prinzip einen zentralen Netzbetreiber benötigt und eine Börse. Aus diesem Grund bedient man sich seit einigen Jahren an verschiedenen

⁴¹ ERDMANN S. 4.

innereuropäischen Grenzen den einfacher zu handhabenden expliziten Auktionen.

Damit sie einigermaßen marktgerecht durchgeführt werden können, müssen verschiedene Punkte berücksichtigt werden:

- Damit sich die Marktteilnehmer orientieren können, muss über die Engpässe grösstmögliche Transparenz herrschen; d.h. es muss öffentlich zugänglich dargelegt werden, welche Kapazitäten wann verfügbar sind und welche Standards (z.B. bzgl. Netzsicherheit) gelten. Dies tönt im Prinzip relativ einfach: Es besteht aber für einen ÜNB ein grosser Ermessensspielraum beim Treffen von Annahmen über künftig verfügbare Kapazitäten, nota bene unter Berücksichtigung verschiedener Möglichkeiten zum Miteinbezug von Reserve- bzw. Sicherheitsüberlegungen und Loop-flows.
- Regelung der Einnahmen: Volumen und Verwendung dieser Einnahmen sollte von den Übertragungsnetzbetreibern offen gelegt werden. Da keine Monopolgewinne entstehen dürfen, soll die Verwendung vorrangig der Sicherung der Kapazitäten, der Engpassvermeidung und der Schaffung neuer Kapazitäten dienen, oder Tarifsenkungen der Netzentgelte.⁴²
- Explizite Auktionen sind transaktionsgebunden. Dies bedeutet, dass von den Vertragspartnern der Zeitpunkt und die Transportroute für die Stromlieferung festgelegt wird, also von Land A nach B, unter Umständen mit Transit durch C und D. Da das kontinentaleuropäische Netz sehr dicht ist und sich die Nutzung von Verbindungsleitungen auf beiden Seiten einer Landesgrenze auf die Stromflüsse auswirkt, muss gewährleistet sein, dass keine regionalen Engpassmanagementverfahren entwickelt werden, die in benachbarten Regionen die Stromflüsse erheblich verändern. Dies ist natürlich leichter gesagt als getan (vgl. Loop flow Prinzip Kapitel

⁴² MÜLLER-KIRCHENBAUER S. 49.

2.1): Voraussetzung wäre ein koordiniertes Vorgehen, das das ganze potentiell betroffene Netz umfassen muss.

Es zeigt sich also, dass im entstehenden EU-Binnenmarkt das Verhalten und die Rolle der ÜNB absolut entscheidend ist: Engpässe an den inhereuropäischen Grenzen sind die Folge von nationalen Entscheidungen und Vorkehrungen. In der Rolle der „Torwächter“ ist die Macht der ÜNB sehr gross, da sie in einer technisch komplexen, von aussen schwierig zu überwachenden Domäne tätig sind.⁴³

- Diskriminierendes Verhalten gegenüber Marktteilnehmern ist nur schwer oder gar nicht nachweisbar;
- die Bestimmung der vorhandenen grenzüberschreitenden Kapazität liegt in ihren Händen und in ihrem Belieben, sei dies durch die Berechnungsannahmen, Vetoregeln zur Gewährleistung der Netzsicherheit oder durch den Willen zur Kapazitätsoptimierung durch Redispatching-Massnahmen im nationalen Heimmarkt.
- Somit wirken die Marktkräfte der expliziten Auktionen nur auf die Benutzer; für die ÜNB bestehen hingegen keine Anreize die grenzüberschreitenden Kapazitäten betrieblich zu optimieren. Die Attraktivität für Investitionen in den Neubau von Interkonnektoren hängt einerseits von einem wirksamen Unbundling und von der Anreizsetzung der Regulatoren ab, die nicht einfach handhabbar ist.

⁴³ GLANCHANT / LEVEQUE S.7.

3.5 Analyse des Regulierungsbedarfs „Netzentgelte“

3.5.1 Grundlagen der Netzentgeltberechnung

Die Netzbetreiber sind in einem geöffneten Markt verpflichtet, das ihnen gehörende Netz allen Interessenten für Stromtransporte zur Verfügung zu stellen. Für die Netzbenutzung ist eine angemessene Entschädigung entrichten.⁴⁴ Mit dieser Entschädigung werden die Kosten des Netzes auf die Benutzer umgewälzt.

Kostenwälzung

In den meisten Staaten stützt sich die Entgeltsystematik auf die Differenzierung nach Netzebenen. Dabei steigen die Entnahmeentgelte mit sinkender Netzebene, d.h. mit steigender Entfernung vom Übertragungsnetz bzw. Erzeuger; umgekehrt sinken die Einspeiseentgelte für die Erzeuger, wenn sie in einer tieferen Netzebene einspeisen. In beiden Fällen wird zur Berechnung des Entgelts die „Menge“ der benutzten vorgelagerten bzw. nachgelagerten Netzinfrastruktur als Grundlage herangezogen.

Im Fall des grenzüberschreitenden Stromtransports geht es im Speziellen um die Überwälzung der Kosten des Übertragungsnetzes. Zu unterscheiden sind dabei die Kosten, die durch die grenzüberschreitenden Flüsse auf dem Übertragungsnetz entstehen (Transitkosten) bzw. die Kosten für den Zutritt zu einem nationalen Netz. Im Prinzip können von einem ÜNB eines Staates also Gebühren erhoben werden für den Export bzw. Import oder den Transit von Elektrizität.

Die Kosten für die Netznutzung können entweder einspeiseseitig dem Erzeuger berechnet werden (so genannte *G-Komponente* des Netznutzungsentgelts, „G“ steht für „Generator“) oder entnahmeseitig dem Verbraucher (so genannte *L-Komponente* des Netznutzungsentgelts für

⁴⁴ STRAUB S. 53.

„Load“) oder beiden in einem bestimmten Verhältnis. In einem kompetitiven Umfeld mit mehreren Erzeugern in einem relativ dicht vermaschten Netz, wie z.B. in Deutschland, macht die G – L – Aufteilung wenig Sinn: Die grosse Preiselastizität der Erzeuger wird dazu führen dass sämtliche Kosten der G-Komponente auf die Verbraucher abgewälzt werden. Somit trifft die triviale Regel „am Schluss zahlt der Konsument die ganzen Netzkosten“ meistens zu, was in derartigen Netzumgebungen zu einer Aufteilung im Verhältnis $L = 100\% / G = 0\%$ führt. In weniger dicht vermaschten Regionen, wo die Übertragungsnetze relativ günstig produzierende Erzeuger erschliessen, kann ein $G = 0$ jedoch zu einer Diskriminierung der Konsumenten führen.⁴⁵

Zu guter letzt weist die Netzentgeltberechnung in der Regel auch noch eine energieabhängige bzw. eine leistungsabhängige Komponente auf: Erstere orientiert sich an den Grenzkosten je kWh Energie (entsprechend der Jahresmenge Strom), letztere orientiert sich an den Grenzkosten je kW Leistung, d.h. am Leistungsspitzenbedarf, der sich auf die Dimensionierung des Netzes auswirkt.

Allokationssignale

Bei den Allokationssignalen geht es nicht um das Verteilen der Kostentragepflicht, sondern um ein Bonus-Malus-System mit dem Ziel einer optimalen Nutzung und Ausgestaltung des Netzes. Miteinbezogen werden sowohl Erzeuger als auch Verbraucher. Unterschieden werden:

- Kurzfristige Signale, wie marktgerechte Auktionen, die die Fahrweise eines Kraftwerks steuern;

⁴⁵ Vgl. PEREZ-ARRIAGA (S.3), der dazu noch folgendes illustrierendes Beispiel anführt: Ein Erzeuger mit einer billigen Energiequelle wie Wasser oder Naturgas baut in einer abgelegenen Gegend ohne Konkurrenz ein Kraftwerk. Er könnte mit einem relativ grossen Anteil an den Netznutzungskosten der Übertragungsleitung belastet werden, die ihn mit dem nächsten Einspeiseknoten verbindet, ohne dass sein Betrieb unproduktiv wird: Er würde deshalb nur einen Teil der Netzkosten auf die Verbraucher abwälzen. Bei einem $G = 0$ würden die Kunden von diesem Umstand nicht profitieren.

- Längerfristige Signale, die auf die Übertragungskosten allgemein wirken und auf die Ansiedlung der Kraftwerke möglichst nah an Verbraucherschwerpunkten zur Minimierung der Netzkosten. Beispiel: höhere G-Komponente (Einspeisentgelte) für Exportregionen, höhere Entnahmeentgelte (L-Komponente) für Importregionen.

Anschlussgebühren für Kraftwerke

Eine weitere Allokationswirkung kann von den Anschlussgebühren für neue Kraftwerke ausgehen. Im Unterschied zu den langfristig zu zahlenden Netznutzungsentgelten werden diese nur einmalig fällig und dienen der Deckung der neu zu erstellenden Infrastruktur durch den Netzbetreiber. Insbesondere in Entgeltsystemen mit $L = 100\%$ kann durch die Ausgestaltung der Anschlussgebühr die Ansiedlung von Kraftwerken gesteuert werden. So kann z.B. die Ansiedlung von dezentralen Erzeugern mit erneuerbaren Energiequellen gezielt gefördert werden.

3.5.2 Gestaltung von Tarifierungssystemen

Die beschriebenen Grundprinzipien liegen der Tarifgestaltung für die Netznutzung zu Grunde. Im Folgenden werden die grundlegenden Tarifierungssysteme, die zur Anwendung kommen, kurz erläutert.⁴⁶

Nodalpreis-System: die komplizierte Bestlösung

Im System des *Nodal-Pricings* werden für alle Einspeise- und Entnahmepunkte eines Netzgebietes bestimmte Zugangspreise als Allokationssignale festgelegt. Die im Einzelfall zu bezahlenden Transportkosten entsprechen dabei der Preisdifferenz zwischen Entnahme- und Einspeisepunkt. Sofern keine Netzengpässe bestehen, d.h. Erzeugung und Verbrauch im Netz gleich verteilt sind, sind die Preise an allen Knoten gleich. Bestehen dagegen Engpässe, weil zuviel Elektrizität von einem

⁴⁶ In Anlehnung an STRAUB S. 55 ff.

bestimmten Gebiet in ein anderes fließt, kann dem Loop-Flow-Prinzip dadurch Rechnung getragen werden, dass der Nodalpreis am Einspeisepunkt erhöht und am Entnahmepunkt im Nachfragegebiet gesenkt wird. Dies verteuert die Übertragung von Strom in dieser Richtung und verbilligt sie in die andere Richtung. Die verschiedenen hohen Nodalpreise führen zu regional unterschiedlichen Strompreisen. Das System orientiert sich an den aus wirtschaftlicher Sicht richtigen Grenzkosten der Netzbenutzung. Es setzt aber das Bestehen eines einzigen, zentral gesteuerten Übertragungsnetzes voraus. Die Netzzugangsregelungen in Grossbritannien und Schweden basieren auf solchen Systemen.

Distanzabhängiges Zonenpreis-System: eine Zwischenlösung

Eine weniger ausdifferenzierte Version ist ein Preissystem mit Zonen. Es weist das gleiche Prinzip auf wie das Nodalsystem, die Knoten sind aber zu Zonen aggregiert.⁴⁷ Der Netzbenutzungspreis richtet sich nach der Anzahl Zonen, die zwischen dem Einspeise- und dem Entnahmepunkt liegen, innerhalb einer Zone ist der Preis gleich. Das *Zonensystem* ist zwar einfacher zu handhaben als das Nodalsystem, hat aber aufgrund des größeren Rasters eine weniger effiziente Steuerungswirkung. Auch dieses System setzt einen zentralen Übertragungsnetzbetreiber voraus, der die Preisbewertung der Zonen vornimmt.

⁴⁷ Gemäss STRAUB (S. 56) erweist es sich in der Praxis oft als schwierig, Zonen ohne Netzengpässe zu bilden. Bestehen innerhalb einer Zone aber Netzengpässe, bedingt dies eine Erhöhung der Netzbenutzungspreise. Anders als beim Nodal-Modell, kann bei der Preisberechnung nicht zwischen Stromflüssen unterschieden werden, die Netzengpässe verursachen und solchen, die das Netz entlasten. Dies hat zur Folge, dass sämtliche Netzbenutzer aufgrund des Aufpreises auf den Netzbenutzungskosten erhöhte Strompreise zu tragen haben und nicht nur diejenigen, welche Engpässe verursachen, indem sie in einem Nettonachfragegebiet Elektrizität aus einem Nettoangebotsgebiet beziehen. Es besteht für Verbraucher somit auch kein Anreiz, ihren Verbrauch zu verringern.

Distanzunabhängiges „Briefmarkensystem“: simpel aber wenig Preissignale

Bei distanzunabhängigen Netzbenutzungspreisen wird für die Netzbenutzung unabhängig vom Einspeise- und Entnahmepunkt im Sinne einer Briefmarke eine bestimmte Entschädigung erhoben. Die Briefmarkengebühr kann entweder dem Erzeuger, dem Empfänger oder - in Anteile gesplittet - beiden belastet werden. Da das System sehr einfach anzuwenden ist, wird es in den meisten Mitgliedstaaten Mitteleuropas angewendet.

Der distanzunabhängige Tarif erweist sich insofern als wirtschaftlich korrekt, als die Stromtransportkosten in einem Netz nicht aus Prinzip linear mit der Distanz zunehmen: Unter der Annahme eines stark vermaschten Netzes ohne Engpässe besteht nämlich nur ein geringer Zusammenhang zwischen Übertragungskosten und Entfernung. Ökonomischer Modelle und Studien folgend, kann der Stromtransport eher mit einem gemeinsamen See verglichen werden, in den die einen Wasser einleiten und aus dem andere Wasser entnehmen. Unter solchen Umständen ist es kostenseitig bedeutungslos, ob derjenige, der Wasser aus dem See (aus dem Elektrizitätsverbundnetz) entnimmt, nahe bei demjenigen gelegen ist, der Wasser (bzw. Elektrizität) einleitet, oder aber, ob er sich auf der anderen Seite des Sees (des Elektrizitätsverbundnetzes) befindet.⁴⁸

Das System hat aber zwei Nachteile:

- (1) Es trägt dem Loop-flow-Prinzip keine Rechnung. Um die Transitzkosten für Elektrizität zu berechnen, sollen diese Berechnungen nicht auf Basis vertraglich festgelegter Durchleitungswege durchgeführt werden, sondern auf Basis der tatsächlich entstandenen Kosten aufgrund des saldierten physischen Stromflusses. Dafür ist ein

⁴⁸ Ein Beispiel zur Illustration: Verkauft ein Erzeuger in Nordeuropa einem Verbraucher in Südeuropa Strom, so bedeutet dies nicht zwangsläufig, dass die vom Erzeuger produzierten Elektronen tatsächlich vom Norden in den Süden fließen werden. Vielmehr ist eine Verschiebung des Stromgleichgewichts nach Süden die Folge.

Ausgleichsmechanismus nötig, der auf den gemessenen Transitflüssen beruht. Die Krux dabei ist, die effektiven Mehrkosten zu quantifizieren, die den Netzbetreibern durch die Transitflüsse entstehen.

- (2) Es weist geringe Steuerungsmöglichkeiten für die Ansiedlung von Stromerzeugern auf. Sind im Netz Engpässe vorhanden, geben diese je nach Engpassmanagement gewisse Preissignale. Eine andere Möglichkeit, Steuerungssignale zu implementieren, liegt in einer noch vereinfachten Anwendung der Logik des Zonenmodells. Diese besteht darin, dass der Briefmarkentarif im Netzsystem nicht einheitlich gestaltet wird. Die Briefmarkengebühr wird in einen L- und einen G-Anteil gesplittet und mit einem Malus auf die Einspeisung (G-Komponente) in Exportregionen und die Entnahme (L-Komponente) in Importregionen ausgestaltet.

Schlussfolgerung: Systemwahl für die grenzüberschreitende Tarifierung

Marktgerechte Nodalpreis- und Zonensysteme können nur unter der Bedingung eines zentralen ÜNB betrieben werden, der die Preissignale der Knoten und Zonen festlegt. Die Einführung eines solchen auf EU-Ebene würde mit Sicherheit auf grossen Widerstand der national verankerten ÜNB⁴⁹ und der Mitgliedstaaten stossen, die einen Teil ihrer Netzhoheit abgeben müssten. Somit rückt für die grenzüberschreitende Stromlieferung die relativ einfach zu handhabende Briefmarkentarifierung ins Zentrum des Interesses.

⁴⁹ GLANCHANT/ LÉVÊQUE (S. 13): "We have to keep in mind that all TSOs are, at best national, and sometimes infranational (Germany, previously Denmark). Their legislation, their regulation, their regulators, their owners, their staff, their experience, their internal procedures, their performance criteria, etc., are all essentially national. TSOs are thus national bodies, organised and regulated on the national scale."

3.5.3 Harmonisierungsbedarf für die nationale Entgeltstruktur

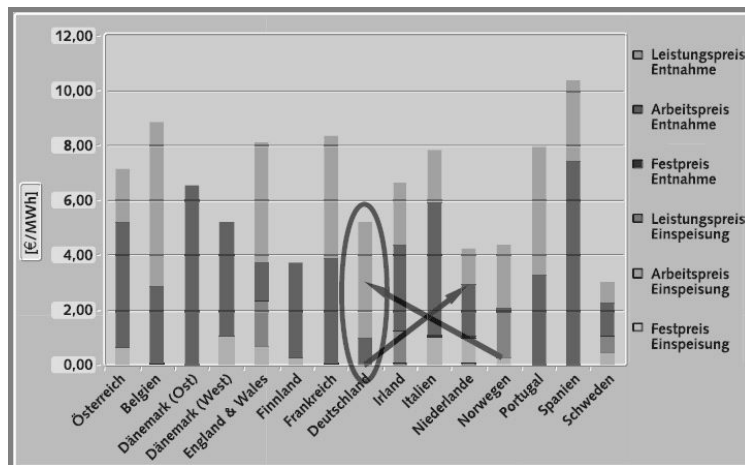
Ausgangslage in der EU zu Beginn der Liberalisierung

Neben der absoluten Höhe der Entgelte wurden auch die Anteile der L- bzw. der G-Komponente am Netznutzungsentgelt in den einzelnen Mitgliedstaaten uneinheitlich geregelt. Der Grund liegt u.a. in den unterschiedlichen Netzstrukturen: In den meisten Mitgliedstaaten der EU, insbesondere denen, mit einer sehr homogenen Verteilung von Erzeugung (G) und Entnahme (L) und einem engmaschigen Verteilnetz, wird das Netzzugangsentgelt zu 100% der Entnahme belastet (z.B. Deutschland). Liegen die Schwerpunkte von Erzeugung und Entnahme räumlich weit auseinander, so rückt die Übertragungsfunktion der Netze bei der Ausgestaltung der Entgeltstruktur ins Zentrum (das Bild des Sees aus dem vorangegangenen Kapitel stimmt nicht mehr); d.h., dass in diesen Fällen ein Teil der Kosten des Übertragungsnetzes auf die Erzeuger abgewälzt wird. Dies ist z.B. der Fall in Schweden, wo die Erzeugungsschwerpunkte im Norden und die Verbrauchsschwerpunkte im Süden des Landes liegen. Dem entsprechend setzt sich das Netznutzungsentgelt im Verhältnis 25% G zu 75% L zusammen (vgl. Fussnote 45).

Aus der unterschiedlichen Systematik der Netznutzungsentgelte sowie der unterschiedlichen Höhe der Tarife resultiert eine Marktverzerrung beim grenzüberschreitenden Stromhandel in Europa, die einem funktionierenden Binnenmarkt zuwiderläuft, wie ein Beispiel aus dem Jahr 2002 illustriert.⁵⁰

⁵⁰ MÜLLER-KIRCHENBAUER / NAILIS (S. 42), inkl. Abbildung.

Abbildung 2
Aufteilung der Netznutzungsentgelte in europäischen Mitgliedstaaten im Jahr 2002



Wie in Abbildung 2 dargestellt, werden bei einer Stromlieferung von Deutschland in die Niederlande (blauer Pfeil) für den Erzeuger keine Netzentgelte fällig ($G=0$ in Deutschland), auf der Verbraucherseite 75% des nationalen Übertragungsnetzentgeltes. Wird hingegen ein Geschäft von Norwegen nach Deutschland abgewickelt (roter Pfeil in Abbildung), dann werden im Erzeugerland bereits 45% des nationalen Übertragungsnetzentgeltes fällig (G-Anteil) und im Empfängerland Deutschland noch einmal 100% (L-Anteil). Unterstellt man vereinfachend gleiche Übertragungsnetzkosten in den Ländern, würden bei Geschäft 2 verglichen mit Geschäft 1 fast die doppelten Netznutzungskosten anfallen.

Harmonisierungsmodelle

Die Harmonisierung der Übertragungskosten umfasst also zwei Aspekte:

- Harmonisierung der absoluten Tarife;
- Harmonisierung der Aufteilung der G- und der L-Komponente.

Für letztere Harmonisierung sind aus regulatorischer Sicht grundsätzlich folgende Massnahmen denkbar, um die Wettbewerbsverzerrungen für die kompetitive Energieerzeugung im entstehenden Binnenmarkt der EU abzubauen (vgl. Tabelle 2):

Tabelle 2
Harmonisierungsmassnahmen für die Netznutzungsentgelte.

Massnahme	Bewertung
Gleiches fixes G-L-Verhältnis in allen Mitgliedstaaten (z.B. 25 : 75)	Wegen unterschiedlichen Übertragungsnetzkosten in den Ländern resultieren für die Erzeuger, je nach Land, unterschiedliche Einspeiseentgelte, d.h. ungleiche Wettbewerbsbedingungen für Erzeuger. Das Entgeltsystem müsste ebenfalls harmonisiert werden.
Festlegung einer europaweit einheitlichen G-Komponente (z.B. 1.5 €/MWh)	Gleiche Wettbewerbsbedingungen für Erzeuger In den verschiedenen Ländern würden die Kosten für das Übertragungsnetz in unterschiedlichem Mass abgedeckt: Daraus folgt eine unterschiedliche Entlastung der Energieverbraucher in den verschiedenen Ländern.
G-Komponente = 0	Die vollständige Kostenzuordnung auf die Verbraucherseite stellt für die Erzeuger aus wettbewerblicher Sicht die beste Form der Harmonisierung dar. Da diese so keine Exportgebühr bezahlen müssen, ist es nicht nötig, das nationale Entgeltsystem zu harmonisieren. Es gehen aus ökonomischer Sicht sinnvolle Steuerungssignale verloren, die sich zu Ungunsten der Verbraucher auswirken können (vgl. Kap 3.5.1).

Schlussfolgerungen

Eine Harmonisierung der Netzentgelte für die grenzüberschreitenden Stromtransporte muss die unterschiedlichen Entgeltsysteme aller Mitgliedstaaten der EU berücksichtigen, bzw. in diese eingreifen. Kein Eingriff ins Entgeltsystem ist nötig, wenn G überall = 0 gesetzt wird. Da in der überwiegenden Zahl der Staaten Systeme mit $G = 0$ bereits angewendet werden, erscheint eine solche Lösung politisch am praktikabelsten, zumal so gleiche Bedingungen für den Stromerzeugungswettbewerb herrschen. Damit wird aber die Chance der Beibehaltung bzw. Einführung von Allokationssignalen für neue Kraftwerksstandorte vergeben, und es besteht eine potentielle Ungerechtigkeit gegenüber den Verbrauchern.

Grundsätzlich sind zwei Vorgehensweisen zur Erreichung der Harmonisierung denkbar:

- Maßnahmen der Branche (ÜNB), die eine gemeinsame Sichtweise umsetzen;
- die Annahme legislativer Maßnahmen auf Gemeinschaftsebene mit eindeutigen Regeln zu grenzüberschreitenden Durchleitungstarifen, die von allen ÜNB eingehalten werden müssen.

3.5.4 Anforderungen an einen Ausgleichsmechanismus für Transitflüsse

Die vorgängig besprochenen Aspekte zum Thema Netzenschädigung befassten sich mit den transaktionsbezogenen Kosten, die sich auf Ein- und Ausspeisepunkte zuordnen lassen. Die effektiven Transitkosten sind, wie bereits erläutert, ein Thema für sich: Der grenzüberschreitende Stromtransport im Binnenmarkt erfordert Regeln, nach denen die effektiven transitbedingten Kosten fair unter den ÜNB aufgeteilt werden. Diese müssen umfassen:

- Messmethoden für Transitflüsse; dies stellt eine relativ einfache Aufgabe dar;
- schwierig ist die Definition der zu berücksichtigenden Kosten; diese umfassen Aspekte wie administrative Maßnahmen, zusätzliche betriebstechnische Anforderungen an die Abwicklung der Transitflüsse, Verlustregelungen und zusätzliche Investitionen in neue Leitungen oder in den Ausbau bestehender Leitungen.
- Ebenfalls mit Schwierigkeiten verbunden ist das Finanzierungsmodell für die Kosten: Technisch lässt sich (noch) nicht ermitteln, ob und in welchem Umfang ein einzelner Exporteur / Importeur Transitflüsse verursacht, sondern nur aus welchem Netz die Flüsse kommen. In diesem Zusammenhang stellt sich die Frage, ob die exportierenden Netze diese Kosten tragen sollen oder ob sich Importnetze auch beteiligen sollen. Je nach dem müssen die nationalen Entgeltsysteme für die Netznutzung angepasst werden.

3.6 Fazit und Diskussion von Regulierungskonzepten

Die gesetzlichen Grundlagen der EU, die die Liberalisierung einleiteten,⁵¹ enthielten keine speziellen Vorschriften für grenzüberschreitende Transaktionen.⁵²

Die Analyse sowohl der Engpass- als auch der Tarifierungsproblematik der grenzüberschreitenden Stromübertragung haben den Regulierungsbedarf verdeutlicht. Dieser liegt in der national orientierten bzw. segmentierten Stromversorgung begründet, in der die ÜNB eine Schlüsselstellung einnehmen. Der Schluss liegt nahe, dass ein supranationales

⁵¹ Elektrizitätsrichtlinie 96/92EC von 1996 (vgl. Kapitel 4.1).

⁵² Die so genannte *Transitrichtlinie* von 1990, die den grenzüberschreitenden Stromtransport im Übertragungsnetz zum Inhalt hatte, machte nur Vorschriften über Vertragsverhandlungsverfahren unter ÜNB, beinhaltete aber noch keine Durchleitungsverpflichtungen (vgl. Kapitel 4.1).

Vorgehen mit sekundärrechtlichen Spezialnormen auf EU-Ebene für eine Problemlösung fast unumgänglich war. Dazu ist ein Regulierungsinstrument vorzusehen, das durch die Kommission zu verwalten wäre oder die Einrichtung einer Europäischen Aufsichtsbehörde.

Ein solches Vorgehen muss gegen das *Subsidiaritätsprinzip* abgewogen werden. Dieses betrifft die Durchführung der in den Verträgen genannten Politiken der Europäischen Gemeinschaft. Art. 5 Abs. 3 des EG-Vertrages lautet:

In den Bereichen, die nicht in ihre ausschliessliche Zuständigkeit fallen, wird die Gemeinschaft nach dem Subsidiaritätsprinzip nur tätig, sofern und soweit die Ziele der in Betracht genommenen Massnahmen auf Ebene der Mitgliedstaaten nicht ausreichend erreicht werden können und daher wegen ihres Umfangs oder ihrer Wirkung besser auf Gemeinschaftsebene erreicht werden können.

Im Rahmen ihrer Überlegungen zum Handlungsbedarf hat die Kommission im Jahr 1999 auch ein anderes Vorgehen in Erwägung gezogen. Dieses beruht auf dem Wettbewerbsrecht, das in den primärrechtlichen Grundlagen festgelegt ist und Verbote von Kartellen und Missbrauch von marktbeherrschenden Stellungen verbietet.⁵³ Auf dieser Basis müsste ein Konsens gefunden werden zwischen den Regulierungsbehörden aller Mitgliedstaaten, koordiniert durch die Kommission.

Beide Ansätze haben Vor- und Nachteile. Letzterer hat den Vorteil, dass er keine neuen Einrichtungen, Verträge oder Vorschriften erfordert. Es liegt aber auch sein Nachteil darin, dass ihm genau solche formellen Vorschriften fehlen: Er stützt sich auf einen einstimmigen Konsens der Regulierungsbehörden aller Mitgliedstaaten und sieht auf EU-Ebene keine hinreichende Rechtsbefugnis vor, um zu agieren, d.h. Engpassverfahren festzulegen oder harmonisierte grenzüberschreitende

⁵³ Art. 81 und 82 EGV und dazugehörige Ausnahmebestimmungen in Art. 86 Abs. 2.

Tarife festzusetzen. In dieser Hinsicht erfordert dieses Vorgehen de facto die Zustimmung der Industrie, nach diesem Verfahren erzielte Schlussfolgerungen anzuerkennen. Gleichmaßen könnten Beschlüsse nur nach vorheriger Zustimmung aller Parteien getroffen werden, was zu langwierigen Verhandlungsprozessen führt.⁵⁴

Beim erstgenannten Ansatz besteht der Hauptnachteil darin, dass zumindest ein neues Regulierungsinstrument auf Gemeinschaftsebene erforderlich wäre. Sein deutlicher Vorteil ist jedoch, dass er auf europäischer Ebene ein Regulierungsinstrument schafft, das gleichwertig mit denen ist, die in den Mitgliedstaaten der EU im Rahmen der nationalen Gesetzgebungen zur Strommarktöffnung geschaffen worden sind bzw. geschaffen werden.

Wie im folgenden Teil der Arbeit gezeigt wird, hat sich die Kommission für ein schrittweises Vorgehen entschieden, das in eine sekundärrechtliche Vorschrift mündete, die bereits erwähnte *StromhandelsVO*. Daneben wurden aber auch noch andere Instrumente entwickelt, die den grenzüberschreitenden Stromtransport betreffen, d.h. die Aspekte *Versorgungssicherheit* und *Neubau von Interkonnektoren*.

⁵⁴ Kommission (1) S. 33.

4 Entwicklung der Regulierungsinstrumente

4.1 Vorgeschichte: Der Beginn der Strommarktliberalisierung

Im Jahr 1985 veröffentlichte die Kommission das Weissbuch⁵⁵ „Die Vollendung des Binnenmarktes“, in dem das Ziel festgelegt wurde, bis zum Jahr 1992 einen einheitlichen europäischen Markt ohne Binnengrenzen zu schaffen. Dieser Binnenmarkt sollte nach den Vorstellungen der Kommission auch einen europäischen Energiemarkt umfassen.⁵⁶

Auslöser war das Bedürfnis der industriellen Grossverbraucher, innerhalb des europäischen Binnenmarktes günstige, einfache und möglichst einheitliche Beschaffungsmöglichkeiten für Energie zu erhalten. Die EU-Energiepolitik findet seither im Rahmen der Binnenmarktpolitik statt, eine entsprechende explizite Grundlage im EG-Vertrag fehlt nämlich. Der Ausweg bestand darin, Energie als Ware im Sinne des Gemeinschaftsrechts zu behandeln. Dies basierte auf einem Paradigmenwechsel in der Rechtsprechung des Europäischen Gerichtshofes (EuGH). Dieser übernahm anfangs die tradierte enge Definition der Mitgliedstaaten, dass Waren bewegliche Sachen seien, die einen Geldwert hätten und Gegenstand von Handelsgeschäften sein können. Damit schied Energie aufgrund ihres „Aggregatzustandes“ aus. Mit den zunehmenden Liberalisierungsbemühungen der Kommission und wegen der offensichtlichen Regelungslücke für das Wirtschaftsgut Energie

⁵⁵ *Grünbücher* sind Diskussionspapiere der Europäischen Kommission zu einem bestimmten Thema, insbesondere Vorlagen für Verordnungen und Richtlinien, mit dem Zweck, auf diesem Gebiet eine öffentliche und wissenschaftliche Diskussion herbeizuführen und grundlegende politische Ziele in Gang zu setzen. Häufig wird eine Reihe von Ideen oder Fragen aufgeworfen und Einzelne sowie Organisationen zu Beiträgen aufgefordert. Nächster Schritt ist oft ein *Weissbuch*, welches offizielle Vorschläge zusammenfasst.

⁵⁶ GRUBER S. 56.

hat der EuGH dann doch entschieden, dass Strom als Ware im weiteren Sinn zu qualifizieren sei. Die Grundsätze der Warenverkehrsfreiheit und die Wettbewerbsregeln des EG-Vertrages finden somit auf die Energie Anwendung.⁵⁷

Bereits Ende der 1980er Jahre hat die Kommission einen Vorschlag für ein Paket von Erlassen verabschiedet, das die Preistransparenz und den Transport von Energie beinhaltet. Zu Beginn der 1990er Jahre wurden erste Richtlinien erlassen. Von besonderer Bedeutung für die grenzüberschreitenden Stromtransporte war die so genannte *Transitrichtlinie*.⁵⁸ Diese hatte die Erleichterung des Stromtransports über die Übertragungsleitungen innerhalb der EU zum Ziel, da die damalige Gesetzgebung der EU noch keine explizite Durchleitungspflicht für Stromlieferungen vorsah. Die RL verpflichtete die Mitgliedstaaten entsprechende Vorschriften zu erlassen, die es den ÜNB ermöglichen sollte, untereinander Verträge für grenzüberschreitenden Transporte auszuhandeln. In der RL war jedoch keine Durchleitungsverpflichtung festgelegt, sondern nur Verfahrensgrundsätze für die Vertragsverhandlungen: So konnte z.B. von jedem beteiligten ÜNB ein Schlichtungsverfahren bei einer von der Kommission eingesetzten Schlichtungsstelle verlangt werden. Das Ergebnis des Verfahrens hatte jedoch keine Rechtsverbindlichkeit.

Die eigentliche Strommarktöffnung erfolgte 1996 mit der so genannten *Strom-Richtlinie* (RL 96/92/EG), die weitere Harmonisierungsschritte in Richtung eines wettbewerbsorientierten gemeinsamen Strombinnenmarktes einleitete. Diese betrafen die Produktion, den Transport und die Verteilung von Elektrizität und regelten den Marktzutritt. Die

⁵⁷ RADEMACHER S. 2.

⁵⁸ Richtlinie 90/547/EWG des Rates vom 29. Okt. 1990 über den Transit von Elektrizitätslieferungen über grosse Netze.

Regulierungsvorschriften der RL waren aber zu wenig ambitioniert, um das Ziel des Elektrizitätsbinnenmarktes zu erreichen.⁵⁹

Die Richtlinie wurde von den Mitgliedstaaten nur sehr schleppend umgesetzt. Die zögerliche Haltung der Mitgliedstaaten gegenüber den Liberalisierungsbemühungen der Kommission beruhte auf Befürchtungen bzgl. der langfristigen Gewährleistung der Versorgungssicherheit und auf der Ungewissheit über die Auswirkungen des Reformvorhabens im Allgemeinen. Erschwerend kam hinzu, dass infolge der engen Kopplung des Stromversorgungssystems (Erzeugungs- und Verbrauchsgleichgewicht) nicht ein inkrementalistisches Vorgehen gewählt werden konnte, bei dem verschiedene Teile des Systems nacheinander liberalisiert werden, wie dies z.B. bei der Telekommunikation der Fall gewesen ist.⁶⁰ Hinzu kam als europaspezifisches Problem die große Heterogenität der nationalen Ordnungen im Bereich der Stromversorgung. Das machte es für die Kommission außerordentlich schwer, überhaupt Politikvorschläge zu unterbreiten, die nicht bereits aufgrund ihrer unterschiedlichen Auswirkungen auf die nationalen Systeme auf Akzeptanzprobleme stießen.

4.2 Der Verhandlungsansatz: das Florenz-Forum

4.2.1 Ausgangslage und Ziele

Nach in Kraft treten der Strom-RL 1997 hat die Kommission regelmäßig deren Umsetzung in Benchmarking-Berichten beurteilt und festgestellt, dass die Massnahmen nicht ausreichten, um die in den meisten Mitgliedstaaten bestehende Monopol- bzw. Oligopol-Situation der Stromversorgung zu durchbrechen. Kritisiert wurden zu hohe Netzentgelte, welche ein Wettbewerbshindernis darstellten und Quer-

⁵⁹ Insbesondere Grad der Marktöffnung und rechtliche Ausgestaltung des Netzzugangs; vgl. GRUBER S. 56.

⁶⁰ SCHMIDT S. 267.

subventionen bei vertikal integrierten Unternehmen ermöglichten. Die ungleiche Öffnung der nationalen Märkte führte zu Wettbewerbsverzerrungen, insbesondere in Fällen, wo dominante vertikal integrierte Unternehmen über geschützte Heimmärkte verfügen. In der EU gelang es deshalb nur, mehr oder weniger offene, nationale Märkte zu schaffen, aber keinen echten Binnenmarkt, mit dem dann auch die Bedeutung eventuell noch verbliebener oder neu gebildeter regionaler Monopole schwinden dürfte.

Bald einmal entdeckte die Kommission in der Förderung des grenzüberschreitenden Stromhandels ein probates Mittel zur Vollendung des Elektrizitätsbinnenmarktes. Dieser fristete aus den Gründen, die im ersten Teil der Arbeit dargestellt wurden, ein Mauerblümchendasein.

Eine erste Massnahme der Europäischen Kommission zur Lösung der anstehenden Probleme war die Gründung des Europäischen Regulatorienforums von Florenz im Jahr 1998. Das Forum tritt bis heute ein- bis zweimal jährlich am europäischen Universitätsinstitut in der Nähe von Florenz zusammen, mittlerweile jedoch auch in Rom. Teilnehmende sind die nationalen behördlichen Regulierungsbehörden, die Vertreter der teilnehmenden Staaten,⁶¹ die Europäische Kommission, die Übertragungsnetzbetreiber, die in der ETSO zusammengeschlossen sind (Europäische Vereinigung der Transportnetzbetreiber), Stromhändler, Stromkonsumenten, Netzbenutzer und Betreiber von Strombörsen. Gründungsziel des Forums war es, im Hinblick auf einen verbesserten gemeinsamen Strommarkt Lücken, die in der Strom-Richtlinie 96/92/EG bestehen, zu entdecken und zu diskutieren. Zentrale Themen dieser Diskussionen waren der grenzüberschreitende Stromhandel mit seinen Tarifierungsproblemen und das Engpassmanagement für die Zuteilung der raren Transportkapazitäten.

⁶¹ Zugelassen sind auch Nichtmitglieder der EU, wie z.B. die Schweiz.

4.2.2 Resultate

Mithilfe des Forums konnte man in den erwähnten Themenbereichen tatsächlich erste Lösungsansätze entwickeln: Diese betrafen Leitlinien für das Engpassmanagement und einen Mechanismus für die Entschädigung der ÜNB für Transitflüsse.

Leitlinien für das Engpassmanagement

Auf dem Forum vom November 2000 wurden Leitlinien entwickelt, die wesentliche Festlegungen für eine faire Bewirtschaftung der knappen Interkonnektorenkapazitäten enthielten. Die Leitlinien sahen vor, dass⁶²

- die Mitgliedstaaten eine diskriminierungsfreie Kapazitätszuweisung gewährleisten,
- ein hoher Grad an Transparenz bezüglich der verfügbaren Übertragungskapazität besteht,
- die Kapazität nach marktorientierten Methoden zugewiesen wird,
- Gewinne aus Auktionen von den ÜNB für den Netzbetrieb oder zur Absenkung der Netzentgelte verwendet werden sollen und
- das „Use-it-or-lose-it“-Prinzip (entweder man nutzt die Kapazitäten oder gibt sie wieder frei) angewandt wird.

Die Konkretisierung und Umsetzung dieser Leitlinien sollte auf bilateralem bzw. multilateralem Weg stattfinden, unter Beteiligung der jeweils durch einen Interkonnektor verbundenen ÜNB.

Entschädigung der Übertragungsnetzbetreiber

Die Ausgangslage bezüglich Kosten für Stromtransite war klar und unbefriedigend: „Pancaking“ führt zu überhöhten Kosten, während Loopflows unentschädigt bleiben. Unabhängig vom Entschädigungssystem standen sich in der Frage der Kostenpflicht im Prinzip zwei Gruppen von Mitgliedstaaten gegenüber: Die eine Gruppe bestand aus denjeni-

⁶² KOMMISSION (2) S. 4ff.

gen Staaten, die die stromexportierenden Länder mit den Übertragungskosten belasten wollten („Exporttaxe“) und die andere Gruppe fand, dass die Übertragungskosten zwischen allen Beteiligten eines Stromtransports aufgeteilt werden sollen. Die Gesamtsumme der Übertragungskosten für grenzüberschreitende Stromtransporte wurde von der ETSO im Jahr 2002 auf 200 Mio. € geschätzt.⁶³

Auf dieser Kostenbasis wurde ein sehr simpel strukturierter Ausgleichsfonds angeregt, in den die ÜNB nach einer bestimmten Schlüsselung einzahlen und aus dem diese nach einer weiteren Schlüsselung entschädigt werden. Grundlage für die Entschädigung sind die im Nachhinein bekannten, tatsächlichen (gemessenen) Transitflüsse. Gemäss dieser Systematik resultieren Geber- und Nehmerländer.

Dieser Mechanismus sollte am 1. Oktober 2000 für zunächst ein Jahr in Kraft treten, die Umsetzung war im Rahmen der ETSO durch eine Vereinbarung der ÜNB geregelt. Tatsächlich wurde dieser Ausgleichsmechanismus bis heute fortgesetzt, die Verträge jährlich erneuert, unter Berücksichtigung von neuen Rahmenbedingungen.

Kontroverse Punkte und ungelöste Fragen

Im Jahr 2002 hat die ETSO zur Speisung des Ausgleichsfonds eine Transitgebühr eingeführt, die den Stromhändlern für eine grenzüberschreitende Lieferung verrechnet wurde. Eine solche Gebühr steht in der Form eines Binnenzolls offensichtlich im Widerspruch zu den Grundsätzen des grenzenlosen Binnenmarktes. Die Kommission hat sich denn auch anlässlich des 8. Florenzforums deutlich gegen deren Einführung ausgesprochen.⁶⁴ Die Gebühr wurde im Zuge des Gesetzgebungsprozesses zur StromhandelsVO (vgl. Kapitel 4.4.2) nach zwei Jahren wieder abgeschafft.

⁶³ MÜLLER-KIRCHENBAUER / NAILIS S. 35.

⁶⁴ BOUCHER / SMEERS S. 15.

Gelöst werden mit dem Ausgleichsmechanismus das Problem der Entschädigung von Loop-flows. Offen blieb die schwierige Harmonisierung der nationalen Entgelte (G-/L-Verhältnis, Höhe der Entgelte).

4.2.3 Würdigung der Leistungen des Forums

Mit der Gründung des Forums hat sich die Kommission in einem ersten Schritt für den konsensuellen Regulierungsansatz entschieden (vgl. Kapitel 3.6).

Das Florenzer Forum hat sich dabei als äußerst effizientes Instrument für die Konsensbildung bei sich schnell weiterentwickelnden hochkomplizierten, technisch geprägten und kontroversen Fragen erwiesen. Dieses Verfahren ist jedoch mit einer Reihe von Nachteilen verbunden, wenn es darum geht, bei speziellen Fragen zu konkreten Entscheidungen zu gelangen:

- Das Verfahren hat informellen Charakter und beruht auf zweitägigen Tagungen, die ein- bis zweimal jährlich stattfinden. Insofern ist es für konkrete Entscheidungen zu äußerst detaillierten Fragen, die eingehend erörtert werden müssen, nicht geeignet.
- Um bei einer Frage vorankommen zu können, ist der uneingeschränkte Konsens aller Parteien erforderlich.
- Erzielte Beschlüsse können nur umgesetzt werden, wenn alle Parteien sie befolgen; es gibt keine Verfahren, die für die Umsetzung sorgen.
- Bestimmte Fragen, etwa die Berechnung der richtigen Höhe der Zahlungen zwischen den Übertragungsnetzbetreibern, erfordern in regelmäßigen Abständen ins Detail gehende Entscheidungen. Das Forum kann sich mit derartigen Fragen nicht in geeigneter Weise befassen.

Für einen klaren Entscheidungsfindungsprozess zu den Fragen des grenzüberschreitenden Stromhandels insbesondere in der kontroversen

Frage der Harmonisierung der Übertragungstarife, fehlte somit auf EU-Ebene ein Rechtsinstrument.

4.3 Härtung der Instrumente: Beschleunigungsrichtlinie mit Verordnung

4.3.1 Der Rat von Lissabon gibt Gas

Zum Zeitpunkt des Jahrtausendwechsels harzte die Entwicklung des Energie-Binnenmarktes allgemein, der Stand der Öffnung des Strommarktes war unbefriedigend (vgl. Kapitel 4.2.1). Aus diesem Grund hat der Europäische Rat von Lissabon vom 23./24. März 2000 die Kommission, den Rat und das Parlament aufgefordert, die Liberalisierung für Strom und Gas mit geeigneten Massnahmen zu beschleunigen.

Als Antwort darauf legte die Kommission im März 2001 ein Massnahmenpaket vor, das einen Vorschlag zur Änderung der Strom-RL enthielt und einen Vorschlag für eine Verordnung, in der Grundsätze und Verfahren hinsichtlich der Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromaustausch (StromhandelsVO) festgelegt werden sollten. In Anlehnung an die Forderung des Rates von Lissabon wurde die geänderte Strom-RL von nun an nur noch „Beschleunigungsrichtlinie“⁶⁵ genannt. Nach anfänglichen Widerständen v.a. von Seiten Frankreichs und Deutschlands konnte die RL im Juni 2003 durch Rat und Parlament beschlossen werden. Sie umfasste als wichtigste Neuerungen folgende Punkte:

- Fixierung der zeitlichen Stufen der Öffnung: Der Strommarkt wurde auf 1.7. 2004 für alle kommerziellen Endverbraucher geöffnet und per 1.7. 2007 für alle Haushalte;

⁶⁵ Richtlinie 2003/54/EG des Europäischen Parlamentes und des Rates vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG (Beschleunigungsrichtlinie).

- die generelle Verpflichtung zum regulierten Netzzugang (Streichung der bisher bestehenden Option des verhandelten Netzzugangs);
- striktere Vorgaben für die Entflechtung der verschiedenen Tätigkeitsbereiche der Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber.

4.3.2 Abkehr von der Verhandlungslösung

Während eine RL die Umsetzung in nationales Recht erfordert, ist eine Verordnung direkt anwendbar. Damit trug die Kommission der Bedeutung einer möglichst einheitlichen Regulierung dieser technisch geprägten Thematik Rechnung.

Die Kommission unterstreicht im Kommentar zum Verordnungsvorschlag⁶⁶ die Bedeutung des Florenz Forums für die bisher erzielten Fortschritte im Rahmen des grenzüberschreitenden Stromhandels. Sie weist aber deutlich auf die Grenzen des Forums hin: Der auf Zusammenarbeit beruhende Ansatz führe nicht zur Verwirklichung eines zweckmäßigen Systems mit den erforderlichen verfahrensmäßigen und demokratischen Schutzvorschriften. Deshalb sei es nun an der Zeit, dass ein Rechtsinstrument für einen klaren Entscheidungsfindungsprozess erlassen werden müsse, um entscheidende Fortschritte bei der Entgeltbildung für die grenzüberschreitende Übertragung und bei der Bewältigung von Engpässen auf Verbindungsleitungen zu erzielen. Darüber hinaus gewährleiste ein derartiges Instrument die umfassende Beteiligung des Parlaments und des Rates.

Die Kommission geht in ihrem Vorschlag auch auf das Subsidiaritätsprinzip ein und geht davon aus, dass die Mitgliedstaaten die anstehenden Frage nicht lösen können. Insbesondere die Ausarbeitung eines wirksamen Entgeltsystems setze eine harmonisierte Vorgehensweise voraus, die auf nationaler Ebene nicht möglich sei.

⁶⁶ KOMMISSION (3) S. 71ff.

4.4 Die Verordnung zum grenzüberschreitenden Stromhandel

4.4.1 Aufbau und Konzept

Der Vorschlag der Kommission enthielt im Wesentlichen bereits die Regelungen, wie sie in der definitiven Version der Verordnung zu finden sind, d.h.:

- Grenzüberschreitende Stromflüsse werden erleichtert, indem sich die Netzkosten für jeden Grenzübertritt nicht mehr addieren sollen (pancaking), sondern verursachte Zusatzkosten aus einem Fonds entgolten werden, der aus den nationalen Netzzutrittsentgelten finanziert wird.
- Die Regeln für nationale Netzzugangsentgelte sollen einander so weit angepasst werden, dass Wettbewerbsverzerrungen weitestgehend vermieden werden. Hierzu werden im Verordnungstext einige Grundregeln der Tarifierung festgeschrieben, während eine weitere „schrittweise Harmonisierung“ über ein Komitologieverfahren erreicht werden soll.
- Das Engpassmanagement soll nach transparenten und marktrechten Methoden geregelt werden. Daraus resultierende Einnahmen sind grundsätzlich zweckgebunden zu verwenden.
- Die Verordnung ist in den Mitgliedstaaten unmittelbar geltendes Recht seit 1. Juli 2004 (Art. 15 VO). Die jeweilige nationale Regulierungsbehörde wacht über die Einhaltung der Verordnung.⁶⁷ Um die Durchsetzung der Verordnung sicherzustellen, werden die Mitgliedstaaten verpflichtet, Verstöße mit Sanktionen zu ahnden.

⁶⁷ Zum Voraus (ex ante) hat die Regulierungsbehörde gemäß Art. 5 Abs. 2, Satz 3 der Stromhandelsverordnung die Modelle zur Kapazitätsberechnung zu genehmigen; im nachhinein (ex post) überwacht die Regulierungsbehörde die allgemeine Einhaltung der Stromhandelsverordnung und der Leitlinien.

Somit werden alle am Florenz Forum diskutierten Themen in der Verordnung angesprochen und verbindlich reguliert, zumindest was ihre Grundsätze angeht. Das Forum wurde infolge des Entscheids zur Erarbeitung einer Gesetzgebung in dieser Sache nicht etwa aufgelöst. Es fand während der zweijährigen Gesetzgebungsprozedur⁶⁸ wie gewohnt statt, und die Resultate aus den Diskussionen flossen in die Gesetzesarbeit ein.

Interessanterweise werden die Themen in der Verordnung nicht abschliessend geregelt und eine weitere Dynamik des Prozesses zur Regulierung des grenzüberschreitenden Stromhandels ist in der Verordnung bereits vorgesehen.

Die Gründe für dieses Vorgehen werden in den Erwägungen der Verordnung angedeutet; sie liegen meines Erachtens in der vielschichtigen Regulierungsproblematik, der man offenbar nicht in einem Umgang Herr werden konnte: Einerseits muss eine sehr technisch geprägte Materie geregelt werden, deren Entwicklung nicht absehbar ist, andererseits ist mit der Harmonisierung der Netzentgelte ein Bereich betroffen, der sehr stark national geprägt und deshalb heikel ist.

Somit legt die Verordnung zu den verschiedenen Themen nur allgemeine aber wichtige Grundsätze fest, deren weitere Konkretisierungen in der Form von Leitlinien festzulegen ist, die alle die mittlerweile bekannten Themen betreffen:

- Ausgleichsmechanismus für Kosten, die den ÜNB durch grenzüberschreitende Stromflüsse entstehen,

⁶⁸ Vorschlag der Kommission vom 13.3. 2001, Unterzeichnung Rat und Parlament am 26.6.2003. Die Verordnung wurde im Verfahren nach Artikel 251 EG-Vertrag erlassen, d.h. dem *Mitentscheidungsverfahren* mit Einstimmigkeit im Rat und obligatorischer Anhörung des Wirtschafts- und Sozialausschusses bzw. fakultativer Anhörung des Ausschusses der Regionen. Es fanden zwei Lesungen statt. Die Rechtssetzungskompetenz der EG zu dieser Thematik leitet sich aus Artikel 95 des EG-Gründungsvertrages ab, der die Errichtung und das Funktionieren des Binnenmarktes zum Ziel hat. Eine Übersicht zum Gesetzgebungsprozess bietet www.europarl.eu.int/oeil; Code Nr. der Gesetzgebungsprozedur: COD/2001/0078.

- Harmonisierung und Allokationssignale der Netzzugangsentgelte,
- Engpassmanagement.

Zu diesem Zweck ist eine Verlagerung von Kompetenzen auf die Kommission und einen sie unterstützenden Komitologie-Ausschuss⁶⁹ festgelegt.

Diese Regelungsbereiche haben zwar den Charakter von detaillierten technischen Durchführungsbestimmungen. Die Kompetenzen der Kommission – insbesondere zur Harmonisierung der Netzentgelte – reichen trotzdem relativ weit und es stellt sich die Frage nach der Einhaltung des Subsidiaritätsprinzips gemäss EG-Vertrag. Dieser Aspekt war denn auch Gegenstand von Kritik von Rat und Parlament gegenüber der Kommission im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens.

Da die Leitlinien ohne eine Änderung der Verordnung angenommen und geändert werden können, fürchtete insbesondere das Parlament eine Aushebelung seiner legislativen Mitentscheidungsrolle. Nach der Aufnahme aller gesetzgeberisch relevanten Regelungen in die Verord-

⁶⁹ Laut EG-Vertrag ist in der Regel die Europäische Kommission für die Durchführung der vom Rat gefassten Beschlüsse zuständig. Bei dieser Arbeit wird die Kommission durch einen Ausschuss unterstützt, in den die Mitgliedstaaten je einen Vertreter entsenden. Dabei handelt es sich um Chefbeamte, die das Interesse ihres Mitgliedstaates konsolidiert vertreten. Meist formiert sich diese Delegation aus den Mitgliedern des Ratsausschusses, die vorgängig bei der Gesetzesarbeit mitgewirkt haben. Dies ist aus institutioneller Sicht etwas fragwürdig, da somit die „Legislative“ zur „Exekutive“ wird; aus praktischen Gründen ist es aber meist unvermeidlich, da die Betroffenen das nötige Knowhow über Inhalt und Ziel des Gesetzeserlasses bereits mitbringen und somit eine Kontinuität im Gesetzgebungsprozess sichergestellt werden kann (vgl. BUCHLI). Die so genannte unterstützende Funktion des Ausschusses ist natürlich eine verklausulierte Form der Kontrolle, die die Mitgliedstaaten auch in der letzten Phase des Gesetzgebungsprozesses ausüben wollen. Für diese Kontrollfunktion existieren unterschiedliche Verfahren, die der Rat zusammen mit der Verabschiedung des Basisrechtsaktes festlegt. Die Kontrollmöglichkeit fällt je nach gewähltem Verfahren unterschiedlich stark aus. Nach DIETZ/FÄBIAN ist die Komitologiefrage deshalb bei der Verabschiedung von Gesetzesvorhaben regelmässig ein „interinstitutioneller“ Streitpunkt zwischen der Kommission und den Mitgliedstaaten, bei der es um die Verteilung der Zuständigkeiten zwischen Rat und Kommission geht. Zum Missfallen der Kommission tendierte der Rat bei der Wahl des Ausschussverfahrens in der StromhandelsVO zum *Regelungsverfahren*, um die Durchführungskompetenzen der Kommission möglichst einzuschränken.

nung, akzeptierte das Parlament das Vorgehen, da den zu erlassenden Leitlinien gemäss Lesart des Parlaments kein Gesetzescharakter mehr zukam.

4.4.2 Inhalt der Verordnung mit Hinweisen auf den Gesetzgebungsprozess

Vorbemerkung zum Gesetzgebungsprozess

Wie bei den Gesetzgebungsprozeduren innerhalb der EU üblich, war auch das Verfahren zum Erlass der StromhandelsVO nicht durch nationale Standpunkte und Interessen geprägt (wenn auch sicher gewisse Absichten von Export- bzw. Transitländern vorhanden waren), sondern durch vielfältige divergierende Interessen, die Ländergrenzen überschreitend sind (Industrie- und Verbraucherverbände, ÜNB etc.).

Ausgleichsmechanismen zwischen Übertragungsnetzbetreibern

In Artikel 3 der Verordnung wird der Ausgleichsmechanismus zwischen Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) für externe Netznutzung geregelt, der am Florenz Forum entwickelt wurde. Der Anspruch der ÜNB für einen Ausgleich für die Kosten, die durch grenzüberschreitende Stromflüsse über ihre Netze entstehen, ist nun rechtsverbindlich gesichert. Der Ausgleich wird geleistet durch die Betreiber der nationalen Übertragungsnetze, aus denen die grenzüberschreitenden Stromflüsse stammen und der Netze, in denen diese Stromflüsse enden; es werden also nicht nur die Exporteure zur Kasse gebeten. Die Ausgleichszahlungen sollen auf der Grundlage der zu erwartenden „langfristigen durchschnittlichen zusätzlichen“ Kosten der Infrastruktur berechnet werden, die für diese Stromflüsse genutzt wird, wobei Verluste, Neuinvestitionen und ein angemessener Anteil an bereits getätigte Investitionen für Infrastruktur, die dem grenzüberschreitenden Transport dient, zu berücksichtigen ist.

Die Berücksichtigung der bereits getätigten Investitionen geht auf Vorschläge der Transitländer Belgien und Schweiz⁷⁰ zurück, die am Florenz Forum eine solche Formulierung erwirken konnten. Die Umlegung von Bau- und Instandhaltungskosten aus der Vergangenheit auf Transite ist im Prinzip unfair, da es sich um nicht selbst erwirtschaftete "Zufallsgewinne" für die Betreiber in zentraler geopolitischer Lage handelt.⁷¹

Von grosser Bedeutung ist Absatz 4, der in knappen Worten der Europäischen Kommission die entscheidenden Kompetenzen zuweist: „Die Kommission entscheidet ... über die zu leistenden Ausgleichszahlungen.“ Dies erfolgt in einem so genannten *Regelungsverfahren*, das dem Erlass von Durchführungsbestimmungen dient (vgl. Fussnote 69). Ursprünglich hat die Kommission dazu ein *Beratungsverfahren* vorgeschlagen, bei dem sie grösseren Einfluss auf die Entscheidungsfindung ausüben könnte, wurde aber von Rat und Parlament im Gesetzgebungsprozess zurückgebunden.

Unter dem Vorsitz der Kommission werden die entsprechenden Bestimmungen in einem Ausschuss erarbeitet und genehmigt. Die Kommission wird dabei von den nationalen Regulierungsbehörden aus dem Bereich Energie unterstützt (Punkt 18 der Erwägungen der Verordnung). Deren formeller Miteinbezug in den Erlass der zukünftigen Durchführungsbestimmungen geschah auf Antrag des Parlaments. Dazu wurde von der Kommission im November 2003 ein entsprechendes Gremium eingesetzt, die ERGEG (European Regulators group for Electricity and Gas / Europäischen Gruppe der Strom- und Gasregulierer).⁷²

⁷⁰ Am Florenz Forum können alle Länder unabhängig von der EU-Mitgliedschaft teilnehmen

⁷¹ BOUCHER / SMEERS S. 17.

⁷² ABl L296 vom 14. November 2003, S. 34ff.

Die grosse Herausforderung und der Zankapfel wird die Berechnung der langfristigen durchschnittlichen zusätzlichen Kosten sein, die in den Leitlinien konkretisiert werden muss.

Grundsätze für Netzzugangsentgelte

Die Entgelte, die die Netzbetreiber für den Zugang zu den Netzen berechnen, müssen gemäss Artikel 4 transparent, diskriminierungsfrei und entfernungsunabhängig sein, der Notwendigkeit der Netzsicherheit Rechnung tragen und im Verhältnis zu den Kosten angemessen sein. Damit wird für den grenzüberschreitenden Stromtransport das Briefmarkensystem eingeführt.

Weiter sollen die Tarife zu grösseren Teilen der Entnahme zugeordnet werden (L-Komponente des Netznutzungsentgelts), einspeiseseitige Netznutzungsentgelte sind aber nicht ausgeschlossen (G-Komponente des Netznutzungsentgelts). Dem Binnenzoll, der im Rahmen des Ausgleichsmechanismus 2002 auf grenzüberschreitende Transaktionen eingeführt worden ist, entzieht die Verordnung wie erwartet jegliche Berechtigung.

Das Briefmarkensystem wird vage mit einem Konzept von Allokationssignalen ergänzt: Artikel 4, Absatz 2 gibt vor, dass von den Entgelten gegebenenfalls Preissignale auf europäischer Ebene ausgehen müssen, die den Umfang der verursachten Netzverluste und Engpässe berücksichtigen. Vorstellbar sind somit z.B. höhere Einspeiseentgelte für Exportländer und höhere Entnahmeentgelte in Importländern. Wie und ob sich überhaupt solche Preissignale berechnen lassen, war ein Thema auf dem 9. Florenz Forum, wo man in dieser Hinsicht aber nicht wirklich weiterkam: Als wichtigstes Allokationssignal wurden die Engpässe angesehen.

Die weitere Präzisierung der Bestimmungen zu den Netznutzungsentgelten erfolgt analog zu den Ausgleichszahlungen zwischen den ÜNB in einem Regelungsverfahren unter dem Vorsitz der Kommission.

Verknüpfung des Ausgleichsmechanismus mit der Harmonisierung der Netzentgelte

Im Rahmen des Erlasses weiterer Durchführungsbestimmungen ist ein Aspekt von Interesse, der weit reichende Bedeutung hat: In Artikel 8 wendet sich die Verordnung dem Thema der Harmonisierung der Netzzugangsregelungen in den verschiedenen Mitgliedstaaten zu. Der Kommission wurde durch Rat und Parlament die Kompetenz erteilt, in einem Regelungsverfahren die Entgelte festzulegen unter Einbezug des Ausgleichsmechanismus zwischen den Übertragungsnetzbetreibern und der Vermittlung geeigneter und wirksamer standortbezogener Preissignale auf europäischer Ebene. Indem nicht nur die grundlegenden Vorgaben formuliert werden, sondern auch Gremien und Verfahrensweisen für die weitere Ausgestaltung und Umsetzung festgelegt werden (Regelungsverfahren), wird die Kompetenz der Regulierungsbehörden der Mitgliedstaaten beschnitten und der Prozess weiter dynamisiert.

Das System hat somit zwei Ebenen:

1. Auf einer ersten Ebene wird die Gesamtkostenbasis in vereinfachte, im voraus definierte „Briefmarken-Preise“ umgelegt, die aus einer G- und/oder L-Komponente bestehen. Die Entgelte werden unter regulatorischer Aufsicht festgesetzt bzw. gegebenenfalls durch die Kommission harmonisiert. Nur schwer umsetzbar dürfte es sein, in dieses System nun auch noch Allokationssignale einzubauen, deren Festlegung in der Kompetenz der Mitgliedstaaten liegt.
2. Auf einer zweiten Ebene, erfolgt der Ausgleich unter den ÜNB, d.h. die Verrechnung der Kosten der Stromtransite erfolgt auf Basis tatsächlich gemessener Stromflüsse zwischen den Übertragungsnetzbetreibern, die sich so weit wie möglich an den tatsächlichen Kosten orientiert, um Ungenauigkeiten und eine möglicherweise unfaire Erlösverteilung aufgrund der vereinfachten, im Voraus festgelegten, von Erzeugern bzw. Verbrauchern zu bezahlende „Briefmarken-Tarife“ auszugleichen.

Die zwei Ebenen sind also eng ineinander verzahnt und machen eine regelmäßige Rückkopplung und eine flexible Anpassung der im voraus festgelegten Tarife erforderlich, entsprechend den bei der Abrechnung gemessenen Abweichungen. Deshalb wird in Artikel 8 der VO festgelegt, dass die Leitlinien zum Ausgleichsmechanismus und zu den Netznutzungsentgelten in einem Paket gemeinsam erlassen werden müssen. Am Schluss muss eine Lösung resultieren, bei der alle mit den Stromtransit verbundenen Kosten erfasst werden und der internationale Stromtransport nicht durch die nationalen Netznutzer subventioniert wird.

Behandlung von Netzengpässen

Die Bestimmungen zur Behandlung von Netzengpässen bauen auf den bereits bekannten Leitlinien des Florenz Forums auf.

- Im Grundsatz wird festgelegt, dass beschränkte Kapazitäten im Übertragungsnetz nach diskriminierungsfreien und marktorientierten Verfahren vergeben werden müssen. Was marktorientiert heisst, wird hingegen nicht näher umschrieben.
- Allgemein wird Transparenz als Prinzip festgelegt. D.h., dass die Standards der angewendeten Verfahren öffentlich zugänglich sein müssen und die verfügbare Netzkapazität durch die ÜNB bekannt gegeben werden muss. Für die Wahrung des zuverlässigen Betriebs des europäischen Netzes sind der Informationsaustausch und die Zusammenarbeit zwischen den Übertragungsnetzbetreibern überaus wichtig, vor allem angesichts sich ändernder Transaktionsmuster und folglich sich ändernder physikalischer Leistungsflüsse unter den neuen Gegebenheiten eines offenen Marktes. Die ÜNB müssen im Voraus wissen, mit welchen Leistungsflüssen sie auf ihrem Netz zu rechnen haben. Daher enthält die Verordnung die Verpflichtung, für diesen Zweck Verfahren für die Koordinierung und den Informationsaustausch einzurichten. Für eine optimale Nutzung der verfügbaren Verbindungskapazität müssen den Marktteiligten Informationen über die tatsächlich zur Verfügung stehen-

de Kapazität bekannt gegeben werden (in Kapitel 3.4.4 wurde auf die Schwierigkeiten hingewiesen, die damit verbunden sind).

- Wegen der potentiellen Auswirkungen auf andere Netze sind die Engpassmanagementverfahren koordiniert, d.h. durch die ÜNB auf beiden Seiten eines Interkonnektors gemeinsam zu entwickeln.
- Massnahmen zur Behebung eines Netzengpasses (Counter Trading und Redispatching) sollen Vorrang vor der Bewirtschaftung bzw. Zuteilung der verbliebenen knappen Kapazitäten haben.
- Eine Kürzung einmal zugewiesener Kapazitäten darf es nur in Fällen höherer Gewalt geben. Ein Zurückbehaltungsrecht des Netzbetreibers für bestimmte Kapazitätsanteile ist nur zur Aufrechterhaltung der Sicherheitsstandards erlaubt. Für die Kapazitätsnutzung gilt das „Use-it-or-lose-it-Prinzip“, d.h. Kapazitätsnutzung oder der Anspruch geht an den Markt zurück.
- Für die Verwendung der Einnahmen aus dem Zuweisen von Kapazitäten macht die Verordnung strikte Vorgaben mit dem Ziel des Abbaus der Engpässe bzw. der Förderung des grenzüberschreitenden Handels. Die Einnahmen dürfen demnach nur verwendet werden für
 - die Sicherstellung der tatsächlichen Verfügbarkeit der zugewiesenen Kapazitäten;
 - Netzinvestitionen für den Erhalt / Ausbau der Verbindungskapazitäten;
 - die Senkung der Netzzugangstarife

Weitere Regelungen

Neben den bereits erwähnten Hauptregelungsbereichen werden noch folgende Aspekte in der Verordnung thematisiert:

- Neue Verbindungsleitungen:
Artikel 7 regelt den Umgang mit so genannten *Merchant Lines*, das sind Verbindungsleitungen, die durch Stromhändler und nicht

durch ÜNB erstellt werden. Solche Leitungen werden ausnahmsweise von den Bestimmungen über den Verwendungszweck der Einnahmen (vgl. obiger Abschnitt) befreit, wenn sie im Interesse der EU liegen, d.h. wettbewerbsfördernd sind und erhöhte Gewinnanreize für deren Bau notwendig sind. Die Gewährung der Ausnahmen erfolgt unter strengen Bedingungen.

- **Übermittlung von Informationen und Vertraulichkeit:**

Die Mitgliedstaaten und die Regulierungsbehörden sind verpflichtet, der Kommission auf Anforderung alle erforderlichen Informationen zu liefern, damit die Umsetzung der Verordnung erfolgen kann (z.B. Datengrundlagen für die Festlegung der Ausgleichszahlungen unter ÜNB).

4.5 Die Umsetzungsphase

4.5.1 Erarbeitung der Leitlinien zur StromhandelsVO

Mit der StromhandelsVO wurde der grenzüberschreitende Elektrizitäts-transport rechtsverbindlich geregelt. Für eine Verordnung, die per se eine konkrete direkt anwendbare Gesetzesgrundlage darstellt, blieb aber doch noch einiges im Unklaren:

- die Bestimmung der marktorientierten Engpassmanagementverfahren;
- die Ausgestaltung des Ausgleichsmechanismus, insbesondere die Berechnung der Kostengrundlagen;
- die Harmonisierung der Netznutzungsentgelte.

Die Kommission hatte nun mit dem Erlass der in der Verordnung festgelegten Leitlinien zu diesen Themen das Heft in der Hand. Das schrittweise Vortasten und Präzisieren, das die Liberalisierung der Stromversorgung kennzeichnet, findet nun eine weitere Fortsetzung.

Im März 2004 verteilte die Kommission erste Entwürfe der Leitlinien zur Vernehmlassung unter den verschiedenen Stakeholdern, die auf dem 11. Florenz Forum vom September 2004, dem ersten nach in Kraft treten der StromhandelsVO, diskutiert wurden.⁷³ Um es gleich vorwegzunehmen: Bis zum Abschluss der vorliegenden Arbeit wurde noch keine Leitlinie definitiv in einem Komitologieverfahren erlassen. Die grössten Fortschritte wurden im Bereich des Engpassmanagements erreicht, das aus Sicht aller Beteiligten die drängendste Problematik darstellt. Gemäss Angaben der Kommission ist deshalb die Verabschiedung dieser Leitlinie im Jahr 2006 zu erwarten.

⁷³ KOMMISSION (2)

Auffallend ist die weiterhin segmentierte Betrachtung der Aspekte Ausgleichsmechanismus und Tarifierung, die in separaten Studien weiter untersucht werden: Dieses Vorgehen spiegelt die Schwierigkeit wider, die verschiedensten nationalen Ansätze in einem ökonomischem System zu vereinen, das Sinn macht. Dementsprechend wenig weit gediehen sind die Fortschritte in diesen Bereichen.

Regionale Märkte als Zwischenschritt

Statt die geplanten Leitlinien vehement weiterzuverfolgen, hat sich die Kommission entschlossen, so genannte „*Mini-Fora*“ einzurichten, die analog zum Florenz Forum funktionieren. Hintergrund für deren Einrichtung ist, dass die Kommission aufgrund der Strukturunterschiede in den Mitgliedsländern mittlerweile davon ausgeht, dass der europäische Elektrizitätsbinnenmarkt nur durch einen oder mehrere Zwischenschritte erreicht werden kann. Ein pragmatischer Zwischenschritt auf dem Weg zum Binnenmarkt ist nach Ansicht der Kommission die Schaffung von regionalen Märkten.⁷⁴ Hierzu wurden die Mitgliedsländer in folgende Regionen aufgeteilt, die gemeinsam auf den Mini-Foren eine Koordinierung des Engpassmanagements innerhalb der Region vornehmen sollen:

- South Western Europe (Portugal, Spanien, Frankreich)
- UK and Ireland (Irland, Grossbritannien und Frankreich)
- Central Western Europe (Frankreich, Belgien, Niederlande, Luxemburg, Deutschland)
- Central Southern Europe (Frankreich, Italien, Schweiz, Deutschland, Österreich, Slowenien, Griechenland)
- Nordic countries (Norwegen, Dänemark, Schweden, Finnland, Deutschland, Polen)

⁷⁴ KOMMISSION (2)

- Central Eastern Europe (Deutschland, Polen, Tschechische Republik, Polen, Slowakei, Österreich, Ungarn, Slowenien)
- Baltic states (Estland, Litaun, Lettland)

Die Mini-Fora fanden in der ersten Hälfte 2005 statt und dienten der Einführung von Engpassmanagementverfahren, wo noch keine solchen vorhanden waren bzw. der Koordination dieser Verfahren, wie in der StromhandelsVO gefordert.

Unter der Leitung der ERGEG wurde dieses Konzept weiterentwickelt und Ende Februar 2006 wurde die *Electricity Regional Initiative (ERI)*⁷⁵ lanciert: In jeder der Regionen wurde eine federführende Regulatorbehörde eines Mitgliedstaates benannt, die den Prozess koordinieren und zu Handen des Florenz Forums rapportieren soll.

Leitlinie zum Engpassmanagement

Der Entwurf der Leitlinien der Kommission wurden von der ERGEG auf Wunsch der Kommission überarbeitet. Nach einer Konsultationsphase, die bis Juni 2005 dauerte, wurde eine Fassung erstellt, die seither auf eine Behandlung im Komitologieverfahren und die definitive Verabschiedung wartet.

Der Entwurf nimmt Bezug auf das Konzept der regionalen Märkte und enthält Vorgaben über Durchführung und Organisation der Verfahren, was zu einer Erhöhung der Netzsicherheit führen wird.

Der Begriff des *marktgerechten Verfahrens* im Umgang mit Engpässen wurden nun eindeutig geklärt: Darunter fallen nur noch explizite und implizite Auktionen.

⁷⁵ http://www.ergreg.org/portal/page/portal/ERGEG_HOME/ERGEG_RI

Leitlinien zum Ausgleichsmechanismus für Übertragungsnetzbetreiber

Bis zum Jahr 2006 blieb der relativ simple ETSO-Ausgleichsmechanismus in Kraft. Eine Studie im Auftrag der Kommission⁷⁶ findet nach wie vor keine abschliessende Berechnungsmethode, die eine Erfassung der langfristigen durchschnittlichen zusätzlichen Kosten der Transite erlaubt, wie es die StromhandelsVO vorschreibt. Bis Ende Mai 2006 wurde durch die ERGEG eine neue Version eines Ausgleichsmechanismus vernehmlass⁷⁷, die dieses Problem gelöst haben will. Die Auswertung der Stellungnahmen der Stakeholder wird zeigen, ob dem so ist.

Leitlinie zur Harmonisierung der Netzzugangsentgelte

Im Entwurf zum Florenz Forum 2004 wird angekündigt, dass diese Leitlinie nur der erste Schritt sei in einem Prozess der Harmonisierung.⁷⁸ Der Entwurf sieht als Startpunkt für die Harmonisierung eine Fixierung der aktuellen G-Komponente der Tarife in einer Bandbreite vor mit der Absicht, dass die Tarife nicht weiter auseinanderdriften. Auf die verschiedenen Ansätzen der Mitgliedstaaten wird mit der Festlegung der Tarifbänder in drei Regionen reagiert: Die Britische Inseln und Skandinavien, die eine ausgeprägte G-Komponente in ihren Tarifen kennen, werden zwecks Harmonisierungsprozess in je einer Region zusammengefasst und die UCTE Mitgliedstaaten auf dem Festland, die in der Mehrheit G = 0 Systeme anwenden, in einer Harmonisierungs-Region.

Auch im aktuell gültigen Entwurf der Leitlinien⁷⁹ vom 18.7. 2005 wird von diesem Konzept ausgegangen. Darin wird auch festgehalten, was am 9. Florenz Forum bereits angekündigt wurde: auf die Einführung

⁷⁶ CONSENTEC 2006 S. 80 ff.

⁷⁷ www.ergreg.org/portal/page/portal/ERGEG_HOME/ERGEG_PC/ITC_Mechanism

⁷⁸ KOMMISSION (2).

⁷⁹ www.ergreg.org/portal/page/portal/ERGEG_HOME/ERGEG_PC/ARCHIVE1/TT_GL

von Allokationssignalen auf europäischer Ebene wird bis auf weiteres noch verzichtet. Die Begründung dafür ist, dass an der Steuerungskraft solcher Signale gezweifelt wird, da bei Investitionsentscheiden für neue Kraftwerke andere gewichtigere Faktoren mitspielen. Die vorhandenen Netzengpässe werden als ausreichende Steuerungsmechanismen angesehen.

Hinweise zum Komitologieverfahren

Die Leitlinien werden früher oder später ein Komitologieverfahren⁸⁰ durchlaufen müssen, wo sie formell erlassen werden und anschliessend Rechtskraft erlangen. Gemäss Aussagen der Kommission werden sie per Kommissionsbeschluss Stück für Stück in den Anhang der StromhandelsVO integriert.

Die Kommission hat den Mitgliedstaaten vorgeschlagen, zwei Vertreter in den Ausschuss zu entsenden, wobei einer davon der ERGEG-Vertreter sein darf, der zweite ein Verwaltungsangehöriger; wie in den Gesetzgebungsprozessen der EU üblich, finden sich damit voraussichtlich die gleichen Beamten des Rats, die den Gesetzesentwurf verabschiedet haben, anschliessend wieder im Komitologieausschuss, in dem die Durchführungsbestimmungen erlassen werden. Selbstverständlich nicht zugelassen sind im Komitologieausschuss Vertreter von Drittstaaten, wie z.B. der Schweiz, obwohl sie im Rahmen des Florenz Forums an der Entwicklung der Leitlinien durchaus beteiligt waren.

Obwohl die ERGEG bei der Entwicklung der Leitlinien eine zentrale Rolle einnimmt, ist sie also nicht mit dem Komitologieausschuss gleichzusetzen. Daraus ist meines Erachtens abzuleiten, dass die Kom-

⁸⁰ Details dazu vgl. Fussnote 69.

mission den Einfluss der nationalen Regulierungsbehörden zu Gunsten der Regierungen der Mitgliedstaaten beschränken möchte.⁸¹

4.5.2 Urteil des EuGH zu Langfristverträgen

Langfristverträge über Stromlieferungen sind ein wichtiger Bestandteil der Elektrizitätsversorgung vieler Mitgliedstaaten. Sie liegen einerseits im politischen Interesse, da sie die Versorgungssicherheit erhöhen und andererseits im Interesse der ÜNB, da sie für Stabilität im Netz sorgen und einen geringen Verwaltungsaufwand verursachen. Zentral ist deshalb die Frage, ob solche Verträge, die vor der Liberalisierung des Strommarktes abgeschlossen wurden, mit den Bestimmungen der Liberalisierung im Einklang stehen. Die StromhandelsVO geht auf solche Verträge unter dem Aspekt Engpassmanagement nur insofern ein, als dass solche nicht gegen Artikel 81 und 82 des EGV⁸² verstossen dürfen. Gemäss einem aktuellen Urteil des europäischen Gerichtshof⁸³ sind solche Langfristverträge nicht per se unzulässig, stehen aber im Widerspruch des diskriminierungsfreien Zugangs zum Netz. In Anbetracht dieses Urteils muss die Rechtmäßigkeit der gegenwärtigen Praxis der Kapazitätsreservierung sowohl für Strom (als auch für Gas) von den Regulierern und den ÜNB überdacht werden.

Die Kommission wird darauf drängen, dass die Kapazitätszuweisung gemäß dem EU-Recht erfolgt, und ihren Standpunkt zu den Folgen des Gerichtsurteils veröffentlichen.⁸⁴ Die Auswirkungen dieses Urteils

⁸¹ Die Regulierungsbehörden sind unabhängig von der Industrie (entsprechend einer Vorschrift der Strom-RL) und in den meisten Fällen auch von der Regierung, um Konstanz im Vollzug zu gewährleisten. Ihnen werden zunehmende Autonomiebestrebungen unterstellt, was in einer Abschaffung des Florenzforums als Konsensgremium münden würde.

⁸² Verbote von Kartellen und Missbrauch von marktbeherrschenden Stellungen.

⁸³ EuGH Rs C17/03 Vereniging voor Energie, Milieu en Water u. a. / Directeur van de Dienst uitvoering en toezicht energie, Urteil vom 7. Juni 2005.

⁸⁴ KOMMISSION (8) S. 7.

auf die Vergabe von Engpasskapazitäten sind noch nicht klar und müssen noch abschließend geprüft werden.

4.6 Umgang mit Drittstaaten: Integration der Stromdrehscheibe Schweiz in das Regelwerk der EU

4.6.1 Rolle der Schweiz in der europäischen Stromversorgung

Aufgrund der zentralen geografischen Lage, der Energieerzeugungs- und Speichermöglichkeiten durch die Nutzung der Wasserkraft⁸⁵ sowie durch ein engmaschiges, leistungsfähiges Übertragungsnetz spielt das Nicht-EU-Mitglied Schweiz traditionell die Rolle einer Stromdrehscheibe in Europa; Italien zum Beispiel importiert täglich bedeutende Mengen aus den angrenzenden Ländern über die Schweizer Alpenleitungen. Der Vergleich der Schweiz mit dem Ausland zeigt, dass zirka 25% des Schweizer Übertragungsnetzes durch internationale Transite genutzt wird. Dies ist im europäischen Vergleich sehr hoch. Von dieser Entwicklung haben die Schweizer Stromhandelsunternehmen bisher stark profitiert. So konnten die schweizerischen Netzbetreiber in den letzten Jahren ihre Aktivitäten im europäischen Stromgrosshandel stark ausweiten: Die Aussenhandelsbilanz dieser Unternehmen betrug 2003 rund eine Milliarde Franken.⁸⁶

4.6.2 Stand der Strommarktöffnung in der Schweiz

Die Liberalisierung des schweizerischen Strommarktes ist blockiert, seit der Vorschlag für ein neues Elektrizitätsmarktgesetz im Jahre 2002 in

⁸⁵ Dank den Speicherkraftwerken ist die schweizerische Elektrizitätswirtschaft in der Lage den Nachbarstaaten kurzfristig und in Hochlastzeiten Spitzenenergie zu liefern, was sehr lukrativ ist. In Niederlastzeiten oder bei saisonalen Schwankungen kann sie billigeren ausländischen Strom importieren und ihre Pumpspeicherkraftwerke anfüllen.

⁸⁶ BACHER in der Handelszeitung vom 28.6.2005.

einer Volksabstimmung abgelehnt wurde. Im damaligen Gesetzesentwurf war eine sofortige hundertprozentige Marktöffnung und damit auch ein umfassendes Netzzugangsrecht vorgesehen. Mit seinem Vorschlag für ein neues Gesetz versucht der schweizerische Bundesrat, einen Ausweg aus der Sackgasse zu finden. Die neue Initiative des Bundesrates wurde begünstigt durch die Rechtsprechung des schweizerischen Bundesgerichts. Dieses hat im Jahre 2003 in einem Aufsehen erregenden Urteil ausgeführt, dass das schweizerische Kartellrecht zur Öffnung des Strommarktes instrumentalisiert werden könne. Diese Rechtsprechung erhöht den Druck auf den Gesetzgeber. Wenn dieser sicherstellen will, dass er die Liberalisierung gestalten kann, muss er einer „ungesteuerten“ Liberalisierung mit den Mitteln des Kartellrechts zuvorkommen.⁸⁷

4.6.3 Berücksichtigung von Drittstaaten in der StromhandelsVO

Wohl nicht zuletzt im Hinblick auf das Nicht-EU-Mitglied Schweiz im Herzen Europas enthält die StromhandelsVO auch Forderungen an die Adresse von Drittländern. In den Erwägungen der Verordnung steht unter Punkt 8: *„Es ist wichtig, dass Drittländer, die Teil des europäischen Stromnetzes sind, den in dieser Verordnung enthaltenen Regeln und den nach dieser Verordnung erlassenen Leitlinien entsprechen, damit das effektive Funktionieren des Binnenmarktes verbessert wird.“*

Damit wird das Interesse der EU an einem reibungslosen Funktionieren des Binnenmarktes deutlich, dies hat aber nach ihren Regeln zu geschehen. Mit anderen Worten: Den Nicht-EU-Mitgliedstaaten, die

⁸⁷ HIRSBRUNNER, Referat an der Universität Genf vom 25.1.2006.

Teil des europäischen Verbundnetzes sind, wird nahe gelegt, vergleichbare Regelungen zu erlassen.⁸⁸

4.6.4 Handlungsbedarf der Schweiz

Anlässlich des Stromausfalls in Italien vom 28. September 2003, bei dem das schweizerische Übertragungsnetz eine zentrale Rolle gespielt hat, wurden die Nachteile des Abseitsstehens der Schweiz von den Regelungen des europäischen Strombinnenmarktes offensichtlich.⁸⁹ Um die Interessen der Stromwirtschaft zu wahren und den Anschluss an das europäische System mittels einem Abkommen zu finden, hat die Schweiz das bestehende Elektrizitätsgesetz (Bundesgesetz betreffend die elektrischen Schwach- und Starkstromanlagen aus dem Jahr 1902, EleG) als Entwurf revidiert und den grundlegenden Anforderungen der StromhandelsVO angepasst. Dazu sieht der Entwurf folgende zentrale Regelungen vor: einen einzigen unabhängigen Übertragungsnetzbetreiber (Art. 18a EleG), eine Elektrizitätskommission als Regulierungsbehörde (Art. 18g EleG), den Zugang zum Übertragungsnetz für den grenzüberschreitenden Handel auf der Basis des geregelten Netzzugangs (Art. 18d EleG), Regelungen für die Handhabung von Netzengpässen (Art. 18f EleG) und Bestimmungen für die Kalkulation der Netzentgelte (Art. 18e EleG). Das grenzüberschreitende Netzzugangsrecht soll u.a. ausgeschlossen sein, wenn der Staat des zugangsbegehrenden Anbieters kein Gegenrecht gewährt (Art. 18d Abs. 2 EleG).

⁸⁸ Ein erster multilateraler Vertrag wurde am 25. Oktober 2005 in Athen unterzeichnet. Mit der Unterzeichnung des Vertrags zur Gründung der Energiegemeinschaft werden die EU und neun südosteuropäische Partner – Kroatien, Bosnien und Herzegowina, Serbien, Montenegro, die ehemalige jugoslawische Republik Mazedonien, Albanien, Rumänien, Bulgarien und die Übergangsverwaltung der Vereinten Nationen für das Kosovo – den Rechtsrahmen für einen integrierten Energiemarkt schaffen. Mit der Türkei wird derzeit über einen späteren Beitritt zum Vertrag verhandelt.

⁸⁹ BUNDESAMT FÜR ENERGIE.

4.6.5 Aspekte eines bilateralen Abkommens

Der schweizerische Bundesrat hat am 17. Mai 2006 das Verhandlungsmandat für den Abschluss eines bilateralen Abkommens im Strombereich mit der Europäischen Union verabschiedet. In diesem Abkommen sollen gemeinsame Grundsätze und Regeln für den grenzüberschreitenden Stromhandel vereinbart werden. Aus Sicht der EU ist die Voraussetzung für ein solches Abkommen die Übernahme des gesamten Rechtsbestands zu der entsprechenden Thematik durch die Schweiz: Darunter fallen nicht nur die einschlägige RL und die VO, sondern auch diverse Umwelterlasse, die im Bereich der Stromerzeugung und -übertragung zu berücksichtigen sind sowie Teile des Wettbewerbsrechts. Für die Schweizer Seite hat die langfristige Privilegierung des Stromtransits aus den bestehenden Strombezugsverträgen mit Frankreich einen hohen Stellenwert; die Chancen stehen für die Schweiz nach dem einschlägigen EuGH-Urteil (vgl. Kapitel 4.5.2) allerdings nicht sehr gut, allenfalls können grosszügige Übergangsfristen ausgehandelt werden.⁹⁰

Aus institutioneller Sicht hat die Schweiz bei Realisierung des Abkommens evtl. Anrecht auf die Einsitznahme in der ERGEG, aber nur mit Beobachtungsstatus; dasselbe gilt für die Teilnahme an den Komitologieverfahren zur Weiterentwicklung und zum Erlass der Leitlinien zur StromhandelsVO.

4.7 Zunehmende Bedeutung der Versorgungssicherheit

Wie bereits an anderer Stelle in dieser Arbeit erwähnt, hat der Aspekt der Versorgungssicherheit im Energiebereich eine besondere Bedeutung. Wegen den Eigenheiten der Ware Strom (Gleichgewicht Angebot – Nachfrage) gilt dies in noch ausgeprägterem Masse für die Elektrizitätsversorgung. Der Begriff der Versorgungssicherheit kann mit der

⁹⁰ HIRSBRUNNER, Referat an der Universität Genf vom 25. Januar 2006.

„Fähigkeit eines Gesamtsystems von Kraftwerken und Netzen, Endverbrauchern elektrische Energie physikalisch mit definierter Zuverlässigkeit und Qualität nachhaltig zur Verfügung zu stellen“ definiert werden.⁹¹ Dabei lassen sich kurzfristig und langfristig wirksame Aspekte der Versorgungssicherheit unterscheiden: In kurzfristiger Hinsicht ist der Betrieb des Netzes unter den gegebenen Umständen massgebend, längerfristig wirksam ist die Investition in neue Kraftwerke und Verbindungsleitungen.

In der StromhandelsVO, Artikel 14 wird auf das Ziel der Versorgungssicherheit auch im Zusammenhang mit dem grenzüberschreitenden Stromtransport hingewiesen, indem die Kommission in Berichten Rechenschaft darüber abzulegen hat, *„in welchem Umfang die Verordnung gewährleisten konnte, dass der grenzüberschreitende Stromaustausch unter nichtdiskriminierenden und kostenorientierten Netzzugangsbedingungen stattfindet und somit zur Angebotsvielfalt für die Kunden in einem gut funktionierenden Binnenmarkt und zur langfristigen Versorgungssicherheit beiträgt.“*

Die Union für die Koordinierung des Transportes elektrischer Energie (UCTE), die europäische Netzbetreiber vertritt, ist der Auffassung, dass die Energieversorgung in der EU, aufgrund neuer Erzeugungskapazitäten und Netzverbesserungen, auf kurze Sicht (bis 2006) gewährleistet sein dürfte. Nach 2008 könnte eine erhebliche geringere Erzeugung die Netze instabiler machen. Die Lage könnte sich durch anstehende Entscheidungen zur Stilllegung bestehender Kraftwerke weiter verschlechtern. Daher betont die UCTE, dass es solider Investitionsentscheidungen bedarf, um weitere Stromausfälle in Europa zu vermeiden. Ferner sei die Entwicklung von Hochspannungsnetzen in Ländern mit einem hohen Anteil an Windenergie (etwa Spanien und Deutschland) vonnöten, damit die Netze unerwartet hohe Erzeugungsniveaus verkraften

⁹¹ EURELECTRIC S. 2.

können.⁹² Weiter zu berücksichtigen ist in diesem Zusammenhang der zusätzliche Bedarf an Regelaufwand für diese diskontinuierlich produzierenden Stromerzeuger.

4.7.1 Das Förderinstrument „Transeuropäische Netze“

Die Gemeinschaft fördert im Sinne des Artikels 154ff. EGV

„den Verbund, die Interoperabilität und den Ausbau der transeuropäischen Energienetze sowie den Zugang zu diesen Netzen im Einklang mit dem geltenden Gemeinschaftsrecht mit dem Ziel, die effektive Verwirklichung des Binnenmarktes im Allgemeinen und des Energiebinnenmarktes im Besonderen (...) zu fördern und die Sicherheit der Energieversorgung zu erhöhen.“⁹³

Zu diesem Zweck läuft seit 1995 das *Programm für transeuropäische Energienetze (Erdgas und Elektrizität) TEN-E*. Im Rahmen des Programms beteiligt sich die Gemeinschaft an der Finanzierung von Durchführbarkeitsstudien für den Neubau von Gas- und Elektrizitätsversorgungseinrichtungen.

Der Europäische Rat von Barcelona definierte ein Ziel für den Verbundgrad der europäischen Stromnetze: Dieser soll bis 2005 10% der installierten Erzeugungskapazität betragen.⁹⁴ In diesem Rahmen wurden vorrangige Achsen für grenzüberschreitende Verbindungsleitungen, die von gemeinsamen Interesse und somit beitragsberechtigt sind, festgelegt. Obwohl die Mittel des TEN-E-Programms im Vergleich zu den Investitionen, die für die Verwirklichung solcher Vorhaben erforderlich sind, relativ gering sind,⁹⁵ gab die Gemeinschaftsunterstützung doch Anstöße für Durchführbarkeitsstudien über mögliche neue Vorhaben

⁹² UCTE S. 3

⁹³ Vgl. Entscheidung Nr. 1229/2003/EG.

⁹⁴ http://ue.eu.int/ueDocs/cms_Data/docs/pressData/de/ec/71067.pdf S.15

⁹⁵ Gemäss Ausschreibung der Kommission steht 2006 eine Summe von 21.55 Mio € zur Verfügung.

von gemeinsamem Interesse und erfüllte damit eine Katalysatorfunktion.⁹⁶

Das Problem beim Neubau von Strom-Freileitungen ist die mangelnde Akzeptanz der Betroffenen, was sich in äusserst aufwändigen und langwierigen Genehmigungsverfahren niederschlägt. Als Alternative bietet sich die Erdverlegung der Leitungen an, die aber ein Vielfaches der Kosten verursacht (ca. Faktor 10). Dementsprechend enttäuschend ist der bisherige Erfolg bei der Umsetzung des Ausbauprogramms: Angesichts der nach wie vor fehlenden Infrastruktur hat die Kommission eine nennenswerte Aufstockung des Budgets des TEN-E-Programms vorgeschlagen.⁹⁷

4.7.2 Erlass einer Richtlinie zur Versorgungssicherheit

Die Kommission hat im Dezember 2003 auf die schweren Stromausfällen in Italien, Dänemark, Schweden und anderen europäischen Ländern im Winter 2003 mit einem Entwurf für eine Richtlinie reagiert, die die Sicherheit der Elektrizitätsversorgung verbessern sowie Anreize für Investitionen in die Infrastruktur in den EU-Ländern schaffen soll. Die RL kann als Fortsetzung der Bemühungen der Kommission um einen Ausbau der Übertragungsnetze gesehen werden,⁹⁸ was schon im Titel der RL deutlich wird.⁹⁹ Es stehen deshalb Investitionen in angemessene Übertragungskapazitäten im Vordergrund. Die Frage der Versorgungssicherheit ist gemäss Auffassung der Kommission grenzüberschreitend zu lösen. Der Vorschlag umfasste im Wesentlichen folgende Massnahmen:

⁹⁶ KOMMISSION (4) S. 25.

⁹⁷ KOMMISSION (8) S. 6.

⁹⁸ GRUBER S. 65.

⁹⁹ RL 2005/89/EG des europäischen Parlaments und des Rates vom 18.1.2006 über Massnahmen zur Gewährleistung der Sicherheit der Elektrizitätsversorgung und von Infrastrukturinvestitionen.

- Die Mitgliedstaaten sollten politische Konzepte vorlegen, die ein Gleichgewicht zwischen Energiebedarf und -nachfrage gewährleisten.
- Die Mitgliedstaaten sollten Mindeststandards und Leistungsnormen für die Sicherheit von Übertragungs- und Verteilungsnetzen festlegen und einhalten. Nichteinhaltung sollte angemessene finanzielle Sanktionen nach sich ziehen.
- Übertragungsnetzbetreiber sollten der Regulierungsbehörde ihres Landes regelmäßig Erklärungen darüber vorlegen, welche Investitionen sie beabsichtigen, um eine angemessene grenzüberschreitende Verbindungskapazität bereitzustellen.
- Die Regulierungsbehörden legen der Kommission eine Zusammenfassung der Investitionsvorhaben vor.

Insbesondere der letzte Punkt stieß auf heftige Kritik, da er nach Auffassung vieler Beteiligten zu dirigistisch war und sehr wohl in Verantwortung der einzelnen Mitgliedstaaten belassen werden kann und soll.¹⁰⁰ Er fehlt deshalb in der definitiven Version der RL, die am 18. Januar 2006 erlassen wurde, die übrigen erwähnten Inhalte hatten Bestand.

Kritische Stimmen

Gemäss den Anhängern und Vertretern für erneuerbare und dezentrale Energie geht die Stossrichtung der RL in die falsche Richtung, indem sie den Ausbau von Verbindungskapazitäten und grenzüberschreitendem Handel ins Zentrum stelle und somit eine zentralisierte Stromversorgung mit Grosskraftwerken fördere: ein solches System sei anfällig für Störungen und reduziere die Versorgungssicherheit längerfristig.¹⁰¹

¹⁰⁰ BUNDESNETZAGENTUR S. 2

¹⁰¹ Vgl. z.B. Pressemitteilung von GREENPEACE vom 10. Dez. 2003 „Loyola's Energy Package Is No Christmas Gift“.

Mit dem Erlass der RL scheinen auf jeden Fall diejenigen (vorläufig) Recht bekommen zu haben, die der Meinung sind, dass für Elektrizität allein mit dem Vertrauen auf die Funktionsweise der Märkte kein ausreichendes Maß an Versorgungssicherheit hergestellt werden kann und eine gesicherte Stromversorgung auf liberalisierten Märkten mittel- bis langfristig nicht ohne ergänzende staatliche Maßnahmen erreichbar ist.

5 Schlussfolgerungen

Die Entwicklung des europäischen Binnenmarktes für Elektrizität ist ein langwieriger Prozess. Die Erlasse zur Liberalisierung schaffen zwar die Voraussetzungen für gleiche Wettbewerbsbedingungen, sehen aber kein klares Vorgehen für die Schaffung des Binnenmarktes vor.

5.1 Regulierungsprozess

Gelang die Marktöffnung innerhalb der Mitgliedstaaten einigermaßen, so ist der Pan-Europäische Markt nach wie vor eine Herausforderung für die Europäische Gemeinschaft. Die Eigenheiten der Ware Strom haben national segmentierte und technisch komplexe Systeme hervorgebracht, die sich aus verschiedenen Gründen nur schwer zusammenschließen lassen. Die Kommission hat sich deshalb im Bereich der Regulierung der grenzüberschreitenden Stromlieferungen einer Strategie bedient, die durch ein Herunterbrechen des Problemniveaus in zeitlicher und räumlicher Hinsicht gekennzeichnet ist und sich chronologisch gliedert wie folgt darstellen lässt:

1. Festlegung der allgemeinen Rahmenbedingungen zur Strommarktöffnung
2. Fokus auf die Verknüpfung der nationalen Märkte: Vorgehen, das auf Konsensfindung beruht (Florenz Forums)
3. Härtung der Instrumente: Erlass von sekundärrechtlichen Bestimmungen (RL, StromhandelsVO), inkl. Kompetenz für Kommission zu weiterführenden Regulierungen im Bereich des grenzüberschreitenden Stromtransports (Leitlinien)
4. Erarbeitung der Leitlinien mittels bewährter Plattform (Florenz Forum); in ganz heiklen Bereichen (Thema Harmonisierung Netzentgelte) ist ein schrittweises Vorgehen bereits vorgesehen, bei den anderen nicht ausgeschlossen
5. Dezentralisierung der Implementierung: Schaffung von Regionalen Märkten mittels bewährtem Vorgehen (Mini-Fora analog zu Florenz Forum).

6. Zusammenwachsen der regionalen Märkte zum Binnenmarkt als Endziel

Dieses intelligente Vorgehen könnte auch für andere komplexe Regulierungsprobleme als Vorbild dienen, bei denen man die Lösung in abstracto nicht kennt: obwohl zielgerichtet, bleibt der Prozess offen und enthält Elemente, die man immer wieder korrigieren kann.

Inwiefern das Resultat der Regulierung des grenzüberschreitenden Stromtransports als Erfolg oder Misserfolg bezeichnet werden kann, ist aus heutiger Sicht kaum abschliessend beurteilbar und war auch nicht Ziel dieser Arbeit. Auf einige Schwierigkeiten und Konflikte wurde aber hingewiesen.

Ein weiteres Merkmal der Entwicklung des Regulierungsrahmens ist der Verlust von Steuerungsautonomie bei den Mitgliedstaaten und eine Verlagerung von Steuerungskompetenzen auf die supranationale Ebene. Die Entwicklung könnte in diese Richtung weitergehen: Es wird sich zeigen, ob der koordinierte Betrieb der Netze (d.h. des Übertragungsnetzes) und die Zusammenarbeit unter den ÜNB funktioniert oder ob eine europäische Regulierungsbehörde geschaffen werden muss, wie dies im kürzlich erschienenen Grünbuch¹⁰² der Kommission erwogen wird.

5.2 Schwierigkeiten und Konflikte

Das Bild eines Lernprozesses der Regulierungsbemühungen wird erweitert durch den Erlass eines Gesetzes zur Versorgungssicherheit: Damit reagierte die Kommission auf eine Folgeproblematik im Zusammenhang mit der Liberalisierung im Allgemeinen und mit dem grenzüberschreitenden Stromhandel im Speziellen: Durch dessen beabsichtigte Zunahme wird das Gleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage noch komplexer zu regeln sein. Gründe sind einerseits die Entflechtung der vertikal integrierten Versorgungsunternehmen und die damit verbundene Abnahme von Überkapazitäten und andererseits die Belastung

¹⁰² KOMMISSION (9) S.7.

der Netzinfrastruktur, die nicht für diesen Zweck gebaut wurde. Verschärfend kommt auf der Produktionsseite hinzu, dass im nächsten Jahrzehnt in vielen Mitgliedstaaten Europas ein grosser Teil des Kraftwerkparks zur Erneuerung ansteht und Standortentscheide gefällt werden müssen und mit der Zunahme der Windkraft eine regeltechnisch anspruchsvolle Stromquelle im europäischen Netz gemanagt werden muss.

Für die Ansiedlung der neuen Kraftwerke setzen aus meiner Sicht die bestehenden Netzengpässe die richtigen Allokationssignale: Es ist nicht einsichtig, warum die Engpässe mit sehr grossen Investitionen in neue Infrastruktur - nicht zu Vergessen die Widerstände der Anwohner - abgebaut werden sollen, um dann später neue Allokationssignale via Netzentgelte wieder einzuführen. Dies spricht natürlich nicht gegen eine optimierte und koordinierte Bewirtschaftung der Engpässe zum Wohle der Versorgungssicherheit, ganz nach dem Motto: in Software investieren, nicht in Hardware! Somit erscheint mir eine dezentrale Entwicklung der Stromversorgung in der EU, wie sie in zahlreichen Mitgliedstaaten heute (noch) besteht, aus Sicht der Versorgungssicherheit die bessere Lösung, als ein System mit wenigen Grosskraftwerken, mit viel Handel und einem umfangreichen Hochspannungsnetz.

Wegen des starken öffentlichen Interesses an einer sicheren Stromversorgung müssen sich die Regulierungsorgane mit dieser Thematik auseinandersetzen und stehen damit vor dem Konflikt zwischen einer möglichst wettbewerbsfähigen und preisgünstigen Stromversorgung einerseits und einer möglichst sicheren Stromversorgung andererseits.

Literaturverzeichnis

Dokumente der Europäischen Union

Kommission

- (1) Kommission der Europäischen Gemeinschaften: Zweiter Bericht an den Rat und das europäische Parlament über den Harmonisierungsbedarf der Richtlinie 96/92 EC betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt. 1999.
- (2) Conclusions –Meetings of the European Electricity Regulatory Forum, Florence / Rome,
http://ec.europa.eu/energy/electricity/florence/index_en.htm.
- (3) Mitteilung der Kommission, Vorschlag für eine Richtlinie des europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der Richtlinien 96/92/EG und 98/30/EG über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und den Erdgasbinnenmarkt; Vorschlag für eine Verordnung des europäischen Parlaments und des Rates über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel. 13.März 2001
- (4) Mitteilung der Kommission, Vorschlag für eine Entscheidung des europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der Entscheidung Nr. 1254/96/EG über eine Reihe von Leitlinien betreffend die transeuropäischen Netze im Energiebereich; KOM(2001) 775, 20.12.2001.
- (5) Kommission der Europäischen Gemeinschaften: Geänderter Vorschlag vom 7. Juni 2002 für eine Verordnung des europäischen Parlaments und des Rates über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel, ABl. C227 vom 24. Sept. 2002, S. 440ff.

- (6) Stellungnahme der Europäische Kommission zum Vorschlag für eine Verordnung des europäischen Parlaments und des Rates über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel vom 23.7.2003
- (7) Beschluss der Kommission vom 11. November 2003 zur Einsetzung der Gruppe der europäischen Regulierungsbehörden für Elektrizität und Erdgas ABl L296 vom 14. November 2003, S. 34ff
- (8) Mitteilung der Kommission an den Rat und das Europäische Parlament: Bericht (mit technischem Anhang) über die Fortschritte bei der Schaffung des Erdgas- und Elektrizitätsbinnenmarktes. 15. Nov. 2005
- (9) Grünbuch: Eine europäische Strategie für nachhaltige, wettbewerbsfähige und sichere Energie. KOM(2006) 105, 8. März 2006.

Parlament

- (1) European Parliament, The legislative Observatory. Datenbank des Parlaments zu den Gesetzgebungsverfahren. Abrufbar unter www.europarl.eu.int/oeil; Code Nr. für Gesetzgebungsverfahren der Verordnung 1228/2003 zu den Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel: COD/2001/0078
- (2) Stellungnahme des Europäischen Parlaments über den Vorschlag für eine Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel, ABl. C47E vom 27. Feb. 2002, S. 379.
- (3) Europäisches Parlament: Empfehlung für die zweite Lesung betreffend den Gemeinsamen Standpunkt des Rates im Hinblick auf den Erlass der Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel. 25.April. 2003

- (4) Legislative Entschließung des Europäischen Parlaments zu dem Gemeinsamen Standpunkt des Rates im Hinblick auf den Erlass der Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel, ABl. C68E vom 18. März 2004, S. 262ff.

Rat

- (1) Beschluss des Rates vom 28. Juni 1999 zur Festlegung der Modalitäten für die Ausübung der der Kommission übertragenen Durchführungsbefugnisse, ABl. L 184 vom 17. Juli 1999, S.23 ff.
- (2) Mitteilung des Rates über den gemeinsamen Standpunkt vom 3. Feb. 2003 im Hinblick auf den Erlass der Verordnung (EG) Nr. . . /2003 des Europäischen Parlaments und des Rates vom . . . über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel, ABl. C50 vom 4. März 2003, S. 1ff.

Wirtschafts- und Sozialausschuss

- (1) Stellungnahme des Wirtschafts- und Sozialausschusses zu dem „Vorschlag für eine Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel“, ABl C36 vom 8. Februar 2002, S. 10ff

Sekundärrechtliche Grundlagen

Richtlinie 90/547/EWG des Rates vom 29. Oktober 1990 über den Transit von Elektrizitätslieferungen über grosse Netze, ABl. L313/30 vom 13. November 1990.

Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlamentes und des Rates betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt, ABl. L27 vom 30. Januar 1997, S. 20ff.

Richtlinie 2003/54/EG des Europäischen Parlamentes und des Rates vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG (Beschleunigungsrichtlinie), ABl. L176 vom 15. Juli 2003, S. 37ff.

Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 des Europäischen Parlamentes und des Rates vom 26. Juni 2003 über die Netzzugangbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel, ABl. L176/1 vom 15. Juli 2003, S. 1ff

Entscheidung Nr. 1229/2003/EG des Europäischen Parlamentes und des Rates vom 26. Juni 2003 über eine Reihe von Leitlinien betreffend die transeuropäischen Netze im Energiebereich und zur Aufhebung der Entscheidung Nr. 1254/96/EG, ABl 2003 L 176 S. 11ff.

Anderes Schrifttum

Boucher, J., Smeers, Y.: The European Regulation on Cross Border Trade: can one do without a standard market design? Working Paper der Harvard Electricity Policy Group, abrufbar unter http://www.ksg.harvard.edu/hepg/Lessons_from_Abroad.htm. März 2003.

Buchli, Felix: Ausschüsse und Komitologie in der EU. Workshop im Rahmen des Kurses „Institutionen und Entscheidungsprozesse in der EU“ des Institut de hautes études en administration publique (IDHEAP), Lausanne, vom 28. April 2005 in Solothurn.

- Bundesamt für Energie: Bericht über den Stromausfall in Italien vom 28. Sept. 2003, abrufbar unter <http://www.energie-schweiz.ch>. November 2003.
- Bundesnetzagentur: Fragen der europäischen Energie- und Gasregulierung, Pressemitteilung vom 19.10.2004.
- Consentec GmbH, Aachen / Frontier Economics Limited, London: Analysis of Cross Border Congestion Management Methods for the EU internal Electricity Market. Study commissioned by the European Commission DG Energy and transport. Final report Juni 2004.
- Consentec GmbH, Aachen / Frontier Economics Limited, London: Studies on the further issues relating to the inter-TSO compensation mechanism. Study commissioned by the European Commission DG Energy and transport. Final report 13.Feb.2006.
- Dietz, Wolfgang / Fabian, Barbara: Das Räderwerk der Europäischen Kommission. 3. Auflage. Bonn 1999.
- Epiney, Astrid, 2005: L'ordre juridique dans l'UE. Unterlagen zum Kurs „Bases du droit communautaire“ des Institut de hautes études en administration publique (IDHEAP), Lausanne, vom 18. Mai 2005 in Fribourg
- Erdmann, Georg: Liberalisierung versus Versorgungssicherheit im Strommarkt - Erfahrungen aus Deutschland und Europa. TU International, Heft Nr. 55. Berlin 2004.
- Eurelectric: Security of Electricity Supply, Discussion Paper – Working Group Security of Electricity Supply, abrufbar unter <http://public.eurelectric.org>, 2004.
- Glanchant, Jean-Michel / Lévêque, François: Electricity Internal Market in the European Union: What to do Next? Working Paper im Rahmen des SESSA research project on European electricity regulation, abrufbar unter www.sessa.eu.com. März 2006.
- Gruber, Thomas: Grenzüberschreitende Stromlieferungen. Dissertationen der Universität Wien, Band 110. Wien, 2006.

- Monstadt, Jochen. Unter Mitarb. von Matthias Naumann: Netzgebundene Infrastrukturen unter Veränderungsdruck – Sektoranalyse Stromversorgung. NetWORKS-papers ; Heft 5. Berlin 2004.
- Müller-Kirchenbauer Joachim / Nailis Dominic: Novellierung der EU-Richtlinien und Harmonisierung der Netztarifierung aus kommunaler Sicht. Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH, Aachen 2002.
- Müller-Kirchenbauer, Joachim: Die EU-Energierechtsnovelle. In BWK Bd. 55, Nr. 3 / 2003.
- Peréz-Arriaga, Ignacio J.: Cross-border tarification in the internal electricity market of the European Union. in Proc. 14th Power System Computations Conf., Sevilla, Spain, June 24–28, 2002
- Rademacher, Nicole Denise: Liberalisierung der Energiemärkte in der EU: Durchleitungsproblematik. Aachen, 2003
- Schmidt, Susanne K.: Liberalisierung in Europa, Die Rolle der europäischen Kommission. Schriften des Max-Planck-Instituts für Gesellschaftsforschung Köln, Band 33. Köln 1998
- Straub, Philipp Theodor: Der Zugang zu den Elektrizitätsnetzen in Europa und der Schweiz. Basel ; Genf ; München 2005.
- Turmes, Claude: Energie für d'Zukunft. Expertenbericht zur Öffnung des Strom- und Gasmarktes in Luxemburg. Luxemburg, Saarbrücken Juli 2005.
- Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity (UCTE): System Adequacy Forecast 2006 – 2015, December 2005.
- Weber, Rolf H., Kratz Brigitta: Elektrizitätswirtschaftsrecht. Bern 2005.
- Wild, Jörg: Deregulierung und Regulierung der Elektrizitätsversorgung, Eine mikroökonomische Analyse mit empirischer Anwendung für die Schweiz. Zürich 2001.

Artikel und Referate

Hirsbrunner, Simon: L'électricité: nouveau domaine de négociations bilatérales entre la Suisse et l'Union Européenne. Vortrag gehalten an der Universität Genf am 25.1.2006

Bacher, Rainer im Interview von Aeberli, Oskar: Stromnetze, Die Schweiz könnte zur Perle werden. Handelszeitung, 28.6.2005.

Dans la même collection

N°	Auteurs, titres, date
159	KNOEPFEL Peter Total quality management et fédéralisme: le point de vue de l'analyse des politiques publiques / Total Quality Management und Föderalismus – Betrachtungen aus der Sicht der Politikanalyse, octobre 1996
160	EMERY Yves Quality Management in public administrations: one of the cornerstones of New Public Management, octobre 1996
161	SOGUEL Nils, ZUFFEREY Jean-Louis La planification financière des collectivités publiques: un instrument de conduite précieus, novembre 1996
162	KNOEPFEL Peter, ACHERMANN Daniel, ZIMMERMANN Willi Bilanzstudie Bodenpolitik 1990 - 1995, novembre 1996
163	CALDERÓN Donato Das Verfahren der Mitentscheidung in der EU (Art. 189B EVG). Ein überblick und Perspektiven, août 1996
164	KNUSEL René Chômage et emploi en Suisse, quel avenir? Chiffrage, bilan et perspectives. août 1996
165	SAILER Giorgio Chiasso e moderazione del traffico: Analisi delle reti di contatto tra gli operatori dei principali provvedimenti, avril 1997
166	EMERY Yves Le centre d'évaluation pour managers publics (CEMAP), mars 1997
167	KNOEPFEL Peter Conditions pour une mise en oeuvre efficace des politiques environnementales, mars 1997
168	WYSS Stefan, ZIMMERMANN Willi Kohärenz durch Kooperation und Koordination. Ansätze und Fragmente der politikwissenschaftlichen Theorie und empirische Beispiele aus der Regional- und Umweltpolitik, octobre 1997
169	EMERY Yves, CLIVAZ Christophe, SEBASTIANUTTO Daniela, avec la collaboration de Pellaton-Leresche Sylvie L'image du fonctionnaire dans le Canton de Genève, juillet 1997
170	ZIMMERMANN Willi, WYSS Stefan, NEUENSCHWANDER Peter Informationskampagnen zur Reduktion der verkehrsinduzierten Luftbelastungen in den Städten Zürich und St. Gallen, octobre 1997
171	GIAUQUE David La Poste Suisse à l'épreuve d'un nouveau modèle productif, août 1997
172	POFFET Gérard Les instruments d'une nouvelle politique de gestion des aides fédérales aux forêts suisses, novembre 1997
173	GERMANN Raimund E. Drei Essays zur schweizerischen Verwaltungsgeschichte, octobre 1997
174	KNOEPFEL Peter Eingriffsverzichte in öffentlichen Schutzpolitiken, avril 1998

N°	Auteurs, titres, date
175	CLIVAZ Christophe Réseaux d'action publique et changement de politique publique. Valeur heuristique du concept de réseau et élaboration d'un modèle analytique du changement politique, avril 1998
176	LAUTNER Marion Evaluation staatlicher Massnahmen im Bereich der Auen, novembre 1998
177	FINGER Matthias, LOBINA Emanuele Managing globalisation in public utilities: public service transnational corporations and the case of the global water industry, avril 1999
178	KNOEPFEL Peter Natural Resource Quotas and Contracts – A New Institutional Regime for our Common Resources, janvier 2000
179	AMHERDT Charles-Henri, EMERY Yves Le Centre en Développement de Carrière pour managers publics (CDC), décembre 1998
180	FARINE Anouk Transparence de l'information officielle – impacts du principe de la publicité dans le canton de Bern, février 2000
181	ISENI Bashkim Transition et stratégies de privatisation en Europe de l'Est. Etude de cas de la Macédoine, avril 1999
182	WIDMER Conrad Umsetzung des Biodiversitätsübereinkommens der Vereinten Nationen; Vergleich von Artikel 18b –18d des Natur- und Heimatschutzgesetzes und Artikel 31b des Landwirtschaftsgesetzes, octobre 1999
183	EHRENSPERGER Marc Erfolgsfaktoren von Verwaltungsreform – eine Analyse anhand der Reformen in den Kantonen Luzern und Waadt, décembre 1999
184	REICHEN Pascal Guide de projet Internet dans l'Administration, avril 2000
185	SOGUEL Nils, van Griethuysen Pascal Evaluation contingente, qualité de l'air et santé: une étude en milieu urbain, avril 2000
186	CLIVAZ Christophe Ecologisation de la politique agricole en Suisse et dans le canton du Valais. Analyse de l'influence des réseaux d'action publique sur l'évolution environnementale de la politique agricole, mai 2000
187	CLIVAZ Christophe Ecologisation de la politique des transports en Suisse et dans le canton du Valais. Analyse de l'influence des réseaux d'action publique sur l'évolution environnementale de la politique des transports, mai 2000
188	GENOUD Christophe La régionalisation des transports publics. Implications de la nouvelle loi sur les chemins de fer à l'exemple des cantons de Berne, Zürich, Neuchâtel et Jura, août 2000
189	KNOEPFEL Peter Rationality Changes in West European Clean Air Policies (1960-2000), juin 2000
190	KNOEPFEL Peter Les paiements directs à la lumière des sciences politiques: une politique publique des plus fragiles, août 2000e

N°	Auteurs, titres, date
191	FROSSARD Stanislas, HAGMANN Tobias La réforme de la politique d'asile suisse à travers les mesures d'urgence – "Le vrai, le faux et le criminel", août 2000
192	EMERY Yves, LAMBELET ROSSI, Laurence Les politiques du personnel: conception, analyse et recommandations pour les administrations publiques suisses: octobre 2000
193	MAUCH Corine Stadtentwicklung zwischen Plan und Stadt, mars 2001
194	HAGMANN Tobias Dynamiques conflictuelles résultant de l'accueil des requérants d'asile dans les communes suisses. Constats et causes, avril 2001
196	GENOUD Christophe Privatization and Regulation: The Case of European Electricity, décembre 2001
197a	RODEWALD Raimund, in Zusammenarbeit mit KNOEPFEL Peter Regionalpolitik und ländliche Entwicklung in der Schweiz – Eine Auslegeordnung (deutsche Version), octobre 2001
197b	RODEWALD Raimund, in collaboration with KNOEPFEL Peter Regional Policy and Rural Development in Switzerland. An Overview (English version), décembre 2001
197c	RODEWALD Raimund, en collaboration avec KNOEPFEL Peter Politique régionale et développement de l'espace rural en Suisse. Etat des lieux (version française), juin 2002
198	CHAPPELET Jean-Loup Cyberparlementaires. L'appropriation de l'Internet par les parlementaires fédéraux, décembre 2001
199	SIMON Ansgar Die Privatisierung des Flughafens Zürich und deren Auswirkungen, octobre 2002
200	BATORI Frédéric, PFISTER Monique, SAVARY Jérôme La Haute Ecole Spécialisée de Suisse Occidentale (HES-SO): démarche chaotique ou politique publique planifiée? juin 2002
201	KNOEPFEL Peter Regulative Politik in föderativen Staaten – das Beispiel der Umweltpolitik, mai 2002
202a	FROSSARD Stanislas Entstehung und Entwicklung der Jugendpolitik in den Kantonen (Überblick, Tendenzen und Analyse), avril 2003
202b	FROSSARD Stanislas Emergence et développement des politiques cantonales de la jeunesse (Aperçu, tendances et analyse), avril 2003
202c	FROSSARD Stanislas Nascita e sviluppo delle politiche giovanili cantonali (valutazione, tendenze e analisi), avril 2003
203	EMERY Yves, HURLIMANN Boris Les processus dynamiques de l'employabilité, août 2002
204	SAVARY Jérôme Des acteurs et des règles. Une analyse de la réforme du gouvernement suisse (1990-2002), octobre 2002
205	HUGENTOBLER Alfred Presseförderung in der Schweiz. Alternative zum heutigen Subventionierungsmodell, février 2003

N°	Auteurs, titres, date
206	FAVRE David Access pricing et régulation ferroviaires. La Suisse face aux expériences européennes, mars 2003
207	GUALTIEROTTI Antoine F. Du bon usage de la statistique dans la conduite de l'Etat: Placent ad nauseam repetita?, mars 2003
208	EFIONAYI-MADER Denise, CHIMIENI Milena, CATTACIN Sandro Evaluation des Rahmenprogramms Schulen und Gesundheit - Evaluation du programme-cadre Ecoles et santé, juillet 2003
209	HAUSERMANN Silja Internationalisation des politiques publiques et mise en œuvre fédéraliste – La libéralisation des marchés publics cantonaux en Suisse, juillet 2003
210	STEMMLE Dieter, CATTACIN Sandro, unter Mitarbeit von LOSA Stefano und SCHLEITER Susanne Strategien nachhaltiger Bevölkerungsinformation. Eine Analyse der Stop-Aids-Präventionskampagnen des Bundesamtes für Gesundheit unter besonderer Berücksichtigung des Social Marketing, juillet 2003
211	SOGUEL Nils, IOGNA-PRAT Simon, MARTIN Marc-Jean Comparatif 2002 des finances cantonales et communales, septembre 2003
212	HAUSERMANN, Silja, Antonello SPAGNOLO Le rôle des énoncés évaluatifs dans la politique de lutte contre le chômage, avril 2004
213	MARIETHOZ Marc, SAVARY Jérôme Des droits sur l'air? Une analyse de la gestion de l'air en Suisse sous l'angle de l'approche des régimes institutionnels de ressources naturelles, août 2004
214	BATORI Frédéric EVM et l'institutionnalisation du partenariat entre l'école et les parents: quelles conséquences sur l'orientation des élèves? août 2004
215	GERBER Jean-David La nouvelle gouvernance comme moyen d'arbitrage entre les intérêts de développement et de protection du paysage. Le cas du parc naturel régional de Chartreuse, août 2004
216	HONEGGER Edith Die Gemischten Ausschüsse in den Sektorischen Abkommen zwischen der Schweiz und der EG, août 2004
217	SOGUEL Nils, IOGNA-PRAT Simon, BEUTLER Toni Comparatif 2003 des finances cantonales et communales, septembre 2004
218	annulé
219	AUBIN David, NAHRATH Stéphane, VARONE Frédéric Paysage et propriété: patrimonialisation, communautarisation ou pluridomanialisation, octobre 2004
220	SCHWARZMANN Ueli Spitex: Ein taugliches Instrument in der Gesundheitspolitik?, novembre 2004
221	KELLENBERGER Stephan Les instruments volontaires dans la politique climatique et énergétique suisse: motif de leur introduction et chances de leur application, mars 2005

N°	Auteurs, titres, date
222	SOGUEL Nils, IOGNA-PRAT Simon Audit externe sur la dette globale du Canton du Valais, juillet 2005
223	FREIBURGHaus Dieter, BUCHLI Felix, HONEGGER Edith Das Duopol der legitimen Gewalt im schweizerischen Bundesstaat. Zwei Fallstudien zu Armee und Polizei, juin 2005
224	OLGIATI Mirta Politique de la mémoire nationale: la sélection du patrimoine documentaire en suisse, août 2005
225	SOGUEL Nils, BEUTLER, Toni, IOGNA-PRAT Simon Comparatif 2004 des finances cantonales et communales, septembre 2005
226	KNOEPFEL Peter, NAHRATH Stéphane The sustainable management of natural resources: from traditional environmental protection policies towards institutional natural resource regimes (INRR), décembre 2005
227	NEET Cornelis Le service forestier vaudois: vers un nouveau modèle de relations entre canton, communes et propriétaires de forêts, mai 2006
228	SOGUEL Nils, BEUTLER, Toni, CHATAGNY Florian Vergleich 2005 der Kantons und Gemeindefinanzen / Comparatif 2004 des finances cantonales et communales, septembre 2006
229	REITZE Matthias Regulierung des grenzüberschreitenden Stromtransports im liberalisierten Elektrizitätsmarkt der Europäischen Union, novembre 2006
230	ZOSSO Barbara Gleichwertig und gleichartig? Eine vergleichende Untersuchung der Entstehung der Fachhochschulen in der Schweiz in den Bereichen Technik/Wirtschaft/Gestaltung vs. Gesundheit/Soziales, novembre 2006

L'IDHEAP EN BREF

Avec l'Institut de hautes études en administration publique, la Suisse dispose d'une haute école pour l'enseignement et la recherche dans le domaine de l'administration des affaires publiques.

Créée en 1981, l'IDHEAP est une fondation autonome associée à l'Université et à l'École polytechnique fédérale de Lausanne.

L'IDHEAP a pour vocation la formation postgrade des étudiants qui désirent se consacrer à la fonction publique ou parapublique, le perfectionnement professionnel des fonctionnaires des administrations au sens large. Il a également une mission de recherche et d'expertise dans tous les domaines du secteur public.

Institut universitaire, l'IDHEAP propose une palette de formations adaptée à l'enseignement et au perfectionnement des connaissances des spécialistes de la fonction publique. Il dispense notamment le Master of Public Administration (MPA) et organise des séminaires pour spécialistes et cadres (SSC). L'Institut assure une formation doctorale et décerne le titre de docteur en science administrative de l'Université de Lausanne. Centre de formation au service des collectivités publiques, l'IDHEAP est ouvert aux entreprises, permettant à leurs collaborateurs de s'initier aux modes de fonctionnement propres au secteur public.

Comme tout institut universitaire, l'IDHEAP poursuit également une mission de recherche.

Son objectif est de fournir les instruments d'analyse et de gestion nécessaires à la réflexion des responsables du secteur public.

Concentration unique en Suisse de spécialistes de l'analyse des politiques et du management publics, l'IDHEAP intervient à la demande des entreprises et collectivités communales, cantonales, fédérales, voire étrangères, pour résoudre des problématiques spécifiques. Les mandats de conseil contribuent à nourrir l'interactivité permanente entre théorie et pratique qui caractérise les formations dispensées par l'IDHEAP.

