

Alwin Meschede

**Analyse rechtlicher Rahmenbedingungen des europäischen
Strommarkts**

Vorwort zu dieser Veröffentlichung

Die vorliegende Ausarbeitung wurde im Sommersemester 2009 als Bachelor-Thesis im Studiengang Betriebswirtschaft des Fachbereichs Wirtschaft der FH Dortmund vorgelegt. Für die Veröffentlichung im Internet wurde der Text im wesentlichen unverändert übernommen, jedoch neu formatiert. Seit dem Sommer 2009 hat sich der betrachtete Rechtsstand teilweise bereits wieder verändert. Exemplarisch sei hier die neue „Ausgleichsmechanismus-Verordnung“ genannt, die am 1. Januar 2010 vollständig in Kraft tritt. Mit ihr wird die in den Kapiteln 9.6 und 9.7 dargestellte physische Wälzung von EEG-Strom der Vergangenheit angehören.

Meschede, im Dezember 2009

Alwin Meschede

ameschede at gmx.de

Inhaltsverzeichnis

1 Einleitung.....	5
2 Gang der Untersuchung.....	6
3 Glossar und Definitionen.....	8
4 Das natürliche Monopol im Bereich der Stromnetze.....	9
5 Verfahren zur Regulierung von Netzentgelten.....	10
6 Stufen der Entflechtung.....	12
7 Europäische Rahmenrichtlinien.....	14
7.1 Die Europäische Stromrichtlinie von 1996.....	14
7.2 Die EU-Stromrichtlinie von 2003.....	16
7.3 EU-Richtlinien zur Förderung von Kraft-Wärme-Kopplung und erneuerbaren Energien	18
7.4 Europäische Stromhandelsrichtlinie.....	20
7.5 Vorgaben für das Messwesen.....	21
7.6 Die geplante dritte EU-Stromrichtlinie.....	22
8 Methoden des Engpassmanagements.....	24
9 Deutschland.....	26
9.1 Umsetzung der Stromrichtlinie 1996 in Deutschland.....	26
9.2 Umsetzung der Stromrichtlinie 2003 in Deutschland.....	29
9.3 Umsetzung der Entflechtung in Deutschland.....	29
9.4 Das deutsche System der Anreizregulierung.....	31
9.5 Umsetzung des Wettbewerbs um Netze in Deutschland.....	33
9.6 Abnahmeverpflichtungen aus EEG und KWKG.....	35
9.7 Der deutsche Markt für Systemdienstleistungen.....	36
9.8 Engpassmanagement in Deutschland.....	37
9.9 Liberalisierung des Messwesens.....	38
10 Österreich.....	39
10.1 Besonderheiten der österreichischen Gesetzgebung.....	39
10.2 Österreichische Regulierungsformel.....	40
10.3 Entflechtung.....	41

10.4	Systemdienstleistungen in Österreich.....	42
10.5	Förderung von Ökostrom und KWK.....	43
10.6	Engpassmanagement.....	45
10.7	Regelungen zum Stromimport aus Drittstaaten.....	45
11	Der Rechtsrahmen in Großbritannien.....	46
11.1	Britische Regulierungsformel.....	47
11.2	Entflechtung.....	48
11.3	Förderung von erneuerbaren Energien und KWK.....	49
11.4	Systemdienstleistungen.....	50
11.5	Messwesen.....	50
11.6	Engpassmanagement.....	50
12	Liberalisierung des Strommarkts in der Schweiz.....	51
13	Zusammenfassung.....	54
14	Abkürzungsverzeichnis.....	56
15	Tabellenverzeichnis.....	57
16	Abbildungsverzeichnis.....	57
17	Literatur- und Quellenverzeichnis.....	57

1 Einleitung

Um die Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Industrie am Weltmarkt zu steigern wurde von der Europäischen Union ab den 90er Jahren eine Liberalisierung der Energiemärkte eingeleitet. Strom- und Gasmärkte waren bis dahin in den meisten Mitgliedsstaaten von monopolistischen Versorgungsstrukturen geprägt. Durch die Liberalisierung sollten die Kunden in die Lage versetzt werden, ihre Energielieferanten frei wählen zu können. So sollten durch mehr Vielfalt auf der Angebotsseite Monopolgewinne abgeschmolzen und Rationalisierungspotenziale genutzt werden, um zu niedrigeren Energiekosten für Verbraucher und Industrie zu kommen.

Für den Strombereich gab die EU am 19. Dezember 1996 mit der Verabschiedung der Richtlinie 96/92/EG den Anstoß zur Liberalisierung. Diese erste Stromrichtlinie enthielt noch zahlreiche alternative Möglichkeiten, aus denen die Mitgliedsstaaten bei der Umsetzung in nationales Recht wählen konnten, zusammen mit der Festlegung in Artikel 26, dass nach neun Jahren die Erfahrungen mit dem neu geschaffenen Elektrizitätsbinnenmarkt ausgewertet werden würden, um ihn durch eine weitere Richtlinie zu perfektionieren ([1]). Erfahrungen mit wenigstens teilweise liberalisierten Strommärkten existierten bis dahin nämlich nur in Großbritannien und den skandinavischen Ländern ([2], S. 135 ff. u. 299 ff.). Insofern ist der Prozess der Liberalisierung der Energiemärkte auch gewissermaßen ein „regulatorischer Lernprozess“. Ein einheitlicher Binnenmarkt für Strom, wie ihn die EU als Zielvorstellung verfolgt, ist langfristig nur denkbar, wenn in allen Mitgliedsstaaten einheitliche Marktregeln gelten. Die jüngere Entwicklung des EU-Gemeinschaftsrechts im Strombereich zeigt daher deutliche Tendenzen zu Zentralisierung und Vereinheitlichung. Bislang bestehen jedoch noch deutliche Unterschiede in der Ausgestaltung des rechtlichen Rahmens für den Strommarkt in den Mitgliedsstaaten. Die vorliegende Arbeit stellt derzeit noch bestehende Umsetzungsunterschiede zwischen vier ausgewählten Ländern Europas dar. Ferner werden Wechselwirkungen zwischen den in den Mitgliedsstaaten gemachten Erfahrungen und der Fortentwicklung des EU-Gemeinschaftsrechts aufgezeigt.

2 Gang der Untersuchung

Für den Vergleich der rechtlichen Rahmenbedingungen wurden die beiden deutschsprachigen EU-Mitglieder Deutschland und Österreich ausgewählt, ferner Großbritannien sowie als Beispiel für ein Nicht-EU-Mitglied, dessen Strommarkt durch seine geografische Lage dennoch maßgeblich durch die EU beeinflusst wird, die Schweiz. In der Schweiz wurde mit der Liberalisierung des Strommarkts am 1.1.2009 begonnen, so dass dieses Kapitel recht kurz ausfallen kann. Bei der Analyse der rechtlichen Rahmenbedingungen in Großbritannien wurde der Schwerpunkt auf England und Wales gelegt. Durch die bestehenden Autonomierechte von Schottland und Nordirland weichen die Regelungen in diesen beiden Regionen in Details ab.

Um Kriterien für den Vergleich der vier Rechtsrahmen zu gewinnen, wurden zunächst die EU-Richtlinien für Strom, Stromhandel, Erneuerbare Energien und Kraft-Wärme-Kopplung hinsichtlich der darin enthaltenen Umsetzungswahlrechte untersucht. Weitere Unterschiede in der Organisation des Strommarkts konnten durch direkten Vergleich der jeweiligen Landesgesetze und Verordnungen zum Thema Strom identifiziert werden. In den Vergleich einbezogen wurden nur Kriterien, bei denen erkennbar wurde, dass sie nicht in allen betrachteten Ländern einheitlich geregelt waren.

Der Rechtsvergleich konzentriert sich schwerpunktmäßig auf das Verhältnis zwischen Netzbetreibern und Energieversorgern. Nur am Rande werden die rechtlichen Rahmenbedingungen der Energierzeugungsunternehmen betrachtet. Diese unterliegen je nach verwendetem Energieträger einem auf europäischer Ebene noch wenig vereinheitlichten nationalen Recht, darunter Umweltrecht, Atomrecht sowie (bei Nutzung erneuerbarer Energie) den Regelungen zur Förderung von erneuerbaren Energien. Der Rechtsrahmen für Energieerzeuger wird behandelt, soweit seine Ausgestaltung mittelbar auch Energieversorgungsunternehmen oder Netzbetreiber betrifft, zum Beispiel beim Engpassmanagement oder erneuerbaren Energien.

Der untersuchte Kriterienkatalog (siehe Kapitel 13) stellt sich daher zusammenfassend wie folgt dar:

- Mit welcher Regulierungsmethode wird die Höhe der Netzentgelte bestimmt?
- Welche Fördermodelle für erneuerbare Energien und Kraft-Wärme-Kopplung wurden umgesetzt?
- Gibt es im jeweiligen Land einen periodischen Wettbewerb um den Betrieb von Verteilnetzen?
- Wie ist der Markt für bestimmte Systemdienstleistungen (Regel- und Verlustenergie) organisiert?
- Existieren besondere Regelungen für Stromimporte aus Nicht-EU-Staaten?
- Welche Entflechtungsvorgaben müssen ÜNB und VNB umsetzen?
- Wurden die Messdienstleistungen vom Netzbetrieb entbündelt?
- Mit welchen Methoden werden nationale und internationale Engpässe behandelt?

Bei der Untersuchung des aufgestellten Kriterienkatalogs konnte teilweise auf Sekundärliteratur zurückgegriffen werden, die einzelne Aspekte des Markt- und Rechtsrahmens in zumeist zwei Ländern direkt miteinander vergleicht, darunter [3], [4], [5] und [6]. Fehlende Informationen wurden in Literatur- und Internetquellen recherchiert, die sich jeweils auf nur einen der untersuchten Märkte bezogen.

Die Arbeit lässt sich in zwei Teile gliedern: Der erste Teil mit den Kapiteln 4 bis 8 führt in die Besonderheiten des Strommarkts ein, beschreibt unabhängig von konkreten Ländern mögliche Umsetzungsvarianten rechtlicher Regelungen und stellt die Entwicklung des einschlägigen EU-Gemeinschaftsrechts dar. Im zweiten Teil mit den Kapiteln 9 bis 12 werden die derzeit gültigen rechtlichen Rahmenbedingungen in vier Ländern dargestellt. Zusätzlich wird auf mittlerweile wieder abgeschaffte Regelungen eingegangen, die sich in den betrachteten Ländern nicht bewährten und so die Entwicklung des EU-Gemeinschaftsrechts maßgeblich mit beeinflussten. Den Abschluss der Arbeit bildet eine Übersicht der herausgearbeiteten Unterschiede zwischen den untersuchten nationalen Märkten in tabellarischer Form.

3 Glossar und Definitionen

Die Arbeit orientiert sich bei der Definition der Begriffe im wesentlichen an den Definitionen in § 3 des deutschen Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) sowie § 2 der Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV).

Energieerzeugungsunternehmen: Ein Unternehmen, das über Kraftwerkskapazitäten verfügt und Strom ins Netz einspeist.

Energieversorgungsunternehmen (EVU): Während das EnWG den Begriff des EVU als Unternehmen definiert, das Energie an andere liefert und/oder Netze betreibt oder Eigentümer davon ist, erscheint es im Rahmen dieser Arbeit sinnvoll, eindeutig zwischen der Funktion des Energielieferanten (=Versorger) und der des Netzbetreibers zu unterscheiden. Daher wird unter einem EVU innerhalb dieser Arbeit lediglich der Versorgungsbereich eines vertikal integrierten Unternehmen verstanden.

Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB): Ein ÜNB ist ein Netzbetreiber, der Stromnetze mit hohen Spannungen betreibt, die vorrangig dem Transport von Strom über große Entfernungen dienen.

Verteilnetzbetreiber (VNB): Ein VNB ist ein Netzbetreiber, der Stromnetze mit niedrigerer Nennspannung betreibt, die vorrangig dem Anschluss von Endkunden dienen.

Netzbetreiber: Der Begriff Netzbetreiber wird verwendet, wenn Übertragungsnetzbetreiber und Verteilnetzbetreiber gleichermaßen gemeint sind.

Vertikal integriertes Unternehmen: Ein Unternehmen, das sowohl als Netzbetreiber als auch als EVU und/oder Kraftwerksbetreiber aktiv ist, wird als vertikal integriert bezeichnet.

Kraft-Wärme-Kopplung (KWK): KWK nutzt die Abwärme eines stromerzeugenden Kraftwerks für Heizzwecke und nutzt den Brennstoff daher besonders effizient.

Regelenergie: Energie, die zum Ausgleich von Ungleichgewichten zwischen Stromerzeugung und Verbrauch genutzt wird. Sie lässt sich nach zeitlicher Verfügbarkeit in Primärregelung, Sekundärregelung und Minutenreserve gliedern.

Verlustenergie: Diese dient dem Ausgleich von Verlusten, die bei der Stromübertragung vor allem durch den elektrischen Widerstand entstehen.

Systemdienstleistungen: Dies ist ein Sammelbegriff für verschiedene Dienstleistungen, die vom ÜNB zur Gewährleistung einer sicheren Stromversorgung erbracht werden. Dazu

gehören u.a. der Abruf von Regelenergie, die Beschaffung von Verlustenergie und der abschnittsweise Wiederaufbau der Versorgung nach einem flächendeckenden Stromausfall.

4 Das natürliche Monopol im Bereich der Stromnetze

Eine zuverlässige und kostengünstige Versorgung von Wirtschaft und Bevölkerung mit elektrischer Energie genießt in allen Staaten hohe Priorität und ist Bestandteil der Daseinsvorsorge. Lange Zeit wurden der Netzbetrieb und die Energielieferung als einheitliches natürliches Monopol angesehen, weil man glaubte, eine flächendeckende und qualitativ hochwertige Stromversorgung nur gewährleisten zu können, wenn sie „aus einer Hand“ kam. Durch die Monopolstellung sollte ein Anreiz geschaffen werden, die notwendigen kapitalintensiven Investitionen in Netze und Kraftwerke zu tätigen.

Ein natürliches Monopol liegt vor, wenn ein einzelner Anbieter zu niedrigeren Kosten produzieren kann als zwei oder mehr Anbieter. Dies wird auch Subadditivität der Kosten genannt. Der Energiesektor war daher in den meisten europäischen Ländern vom jeweils geltenden Kartellrecht ausgenommen, so dass sich eine Struktur aus voneinander durch Demarkationsverträge (exklusive Aufteilung der Versorgungsgebiete zwischen den Vertragspartnern) abgegrenzten Monopolisten etablierte ([7], S. 60), die als vertikal integrierte Unternehmen sowohl das Netz betrieben als auch den Strom an die Endverbraucher lieferten.

Bereits ab den 1960er Jahren wurden natürliche Monopole differenzierter gesehen. So schlug das Bundeskartellamt bereits 1963 ein Verbot der Demarkationsverträge vor ([8]). Im Bereich des Netzbetriebs liegt unbestreitbar ein natürliches Monopol vor, da sich ein Stromnetz durch hohe Fixkosten und geringe variable Kosten auszeichnet. Es wird weithin davon ausgegangen, dass sich die doppelte Vorhaltung von Netzen – mit Ausnahme von sehr kurzen Stickleitungen – nicht lohnt ([9], S. 5). In den Bereichen Stromerzeugung, Handel, Verkauf und Messung liegt dagegen kein natürliches Monopol vor. Diese Bereiche können für Wettbewerb geöffnet werden. Eventuelle Wettbewerber benötigen allerdings diskriminierungsfreien Zugang zur Monopolressource Stromnetz.

5 Verfahren zur Regulierung von Netzentgelten

Die Festlegung von Obergrenzen der Netznutzungsentgelte war auch schon zur Zeit des monopolistisch geprägten Strommarkts die Aufgabe staatlicher Regulierungsbehörden. Im liberalisierten Markt können die Netzentgelte von entscheidender Bedeutung dafür sein, ob sich ein lebhafter Wettbewerb entwickelt oder ob die Ex-Monopolisten ihre Marktstellung behaupten können. Vertikal integrierte Konzerne werden durch überhöhte Netzentgelte nämlich weniger geschädigt als neue Konkurrenzunternehmen. Es wird versucht, diesem Effekt durch Entflechtung der vertikal integrierten Unternehmen entgegenzuwirken (siehe hierzu Kapitel 6).

Um die Netzentgelte festzulegen stehen der Regulierungsbehörde mehrere Methoden zur Verfügung. Das grundsätzliche Problem des Regulierers besteht darin, das wirtschaftliche Überleben des Netzbetreibers sicherzustellen, ohne ihm unangemessen hohe Gewinnspannen zuzugestehen oder die Versorgungsqualität negativ zu beeinflussen. Soweit nicht anders angegeben basieren die folgenden Darstellungen auf [10], S. 15 ff.

Kostenregulierung: Die Preise sind an die Kosten gekoppelt und werden durch den Regulierer ex-post anhand einer durch den Netzbetreiber erarbeiteten Kostenaufstellung festgelegt. Es gibt keine Anreize für den Netzbetreiber, seine Effizienz zu steigern. Ferner wird ein vertikal integrierter Netzbetreiber versuchen, Kosten in den Netzbereich zu verlagern, um andere Bereiche quersubventionieren und den Wettbewerbern zu schaden.

Renditeregulierung: Auch als Rate-of-Return-Regulierung bezeichnet. Der Regulierer legt keine Preise fest, sondern bestimmt nur eine Obergrenze für die Rendite auf das eingesetzte Kapital des Netzbetreibers. Die benötigten Daten können sehr einfach aus den Jahresabschlüssen des Netzbetreibers gewonnen werden. Wenn dieses Verfahren in Reinform angewendet wird, fehlen auch hier Anreize zur Kostensenkung ([11], S. 4).

Es kann dazu kommen, dass der Netzbetreiber seinen Gewinn durch übermäßigen Einsatz von Fremdkapital zu steigern versucht, solange seine Fremdkapitalkosten unter der zugebilligten Rendite liegen. Dieses Verhalten wird Averch-Johnson-Effekt genannt und hat seine Ursache darin, dass die regulatorisch erlaubte Rendite mit unterschiedlich hohem Kapitaleinsatz erzielt werden kann. Eine Rendite von 5% lässt sich beispielsweise bei einem

Gewinn von 1 Mio. € mit 20 Mio. € Kapitaleinsatz erzielen, aber auch mit 80 Mio. € Kapital, wenn der Gewinn 4 Mio. € beträgt.

Auf den Netzbetreiber angewandt besagt der Effekt, dass die Renditeregulierung einen Fehlanreiz gibt, der zu Überkapitalisierung und daraus folgenden starken Investitionen in das Netz führen kann. Die Kosten für das zusätzliche Kapital müssen die Netzkunden tragen, da sie keine Möglichkeit haben, das natürliche Monopol des Netzbetreibers zu umgehen. Der zusätzliche Gewinn kann beispielsweise an die Anteilseigner des Netzbetreibers ausgeschüttet werden ([12]). Die Folge kann sein, dass das effiziente Level der Versorgungssicherheit verlassen wird. Abb. 1 zeigt eine ökonomische Sicht auf das volkswirtschaftlich effiziente Maß an Versorgungssicherheit. Dieses wäre in der Theorie dann erreicht, wenn die Grenzkosten für eine Investition, die die Versorgung mit einer weiteren Kilowattstunde Strom sicherstellt gleich den Grenzkosten einer nicht gelieferten Kilowattstunde Strom sind ([13], S. 4 f.).

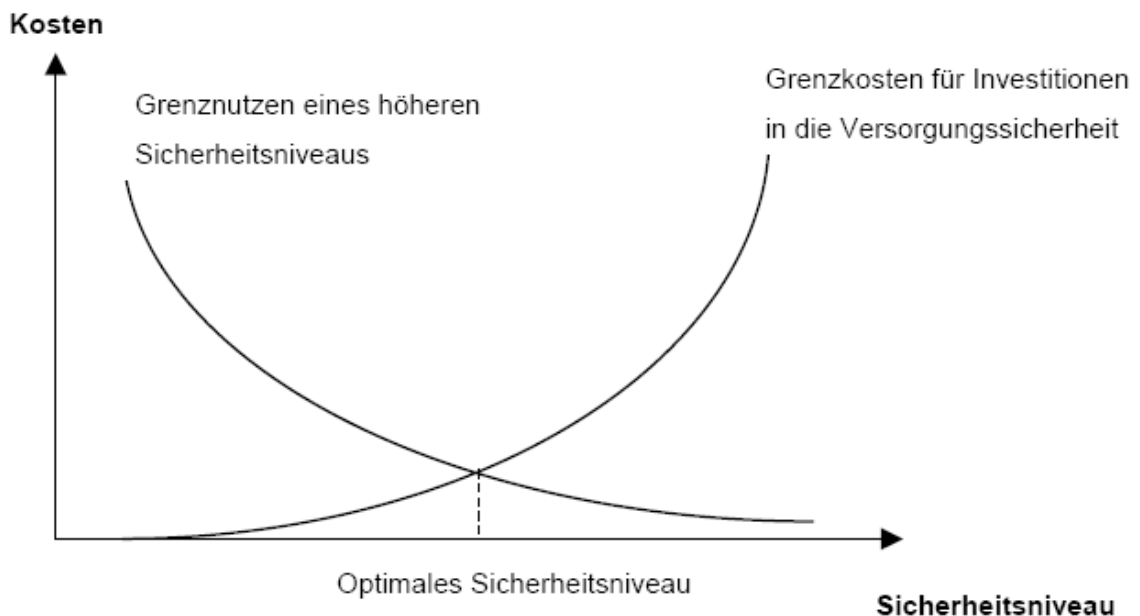


Abb. 1: Optimales Sicherheitsniveau der Stromversorgung aus ökonomischer Sicht

Quelle: [13], S. 4 f.

Preisobergrenzenregulierung: Bei diesem auch Höchstpreis- oder Price-Cap-Regulierung genannten Verfahren wird vom Regulierer eine Preisobergrenze festgelegt und periodisch an Inflation und Produktivitätsfortschritt angepasst. Da der Preis nach oben fest ist, hat der Netzbetreiber einen Anreiz, durch Effizienzsteigerungen seinen Gewinn zu erhöhen.

Allerdings sind für den Netzbetreiber auch Kostensenkungen zulasten der Versorgungssicherheit attraktiv. Der Regulierer muss also die Versorgungssicherheit überwachen und falls notwendig durch ergänzende Anreize sicherstellen. Als problematisch an dieser Methode wird die Messung des Produktivitätsfortschritts gesehen. Der Regulierer ist hierzu auf (möglicherweise manipulierte) Daten aus der Kostenrechnung des Netzbetreibers angewiesen.

Erlösobergrenzenregulierung: Auch Revenue-Cap-Regulierung genannt. Dem Netzbetreiber wird ein Höchstumsatz vorgegeben, der wie bei der Price-Cap-Regulierung an Inflation und Produktivitätsfortschritt angepasst wird. Anschließend kann der Netzbetreiber frei über Preis und Menge entscheiden. Das Verfahren ist sehr einfach, aber in seiner Reinform nicht mit dem diskriminierungsfreien Netzzugang vereinbar, da der Netzbetreiber Einfluss auf Preise und Mengen hat. Bei sinkenden Mengen wird er die Preise erhöhen und bei steigenden Mengen senken. Ohne regulatorische Gegenmaßnahmen sind Einsparungen auf Kosten der Versorgungssicherheit auch in diesem Modell attraktiv ([10], S. 17; [11], S. 7).

Anreizregulierung: Dies ist kein eigenständiges Regulierungsverfahren, sondern zumeist ein Oberbegriff für Preis- oder Erlösobergrenzenregulierungen, bei denen die bei Anwendung der jeweiligen Verfahren in ihrer Reinform bedingten Probleme durch zusätzliche Regulierungselemente (meist Effizienzvergleiche und Qualitätselemente) vermieden werden sollen.

6 Stufen der Entflechtung

Historisch bedingt erstreckte sich die Wertschöpfungskette der Energiekonzerne über mehrere Stufen: Einerseits über das natürliche Monopol im Netzbereich als auch die heute dem Wettbewerb unterliegenden Stufen Erzeugung, Handel und Vertrieb. Ein solcher Konzern wird auch als „vertikal integriert“ bezeichnet. Durch seinen tiefen Einblick in den Netzbetrieb und seine Einflussmöglichkeiten auf den Netzbetrieb genießt ein vertikal integrierter Energiekonzern Vorteile auf den dem Wettbewerb unterliegenden Stufen gegenüber konzernexternen Konkurrenten. Überdies hat ein integrierter Konzern Anreize,

der Konkurrenz den Netzzugang durch Regelungen oder überhöhte Entgelte zu erschweren, um die Position der eigenen Kraftwerks- und Versorgungstöchter zu schützen ([10], S. 7; [7], S. 67). Aus diesem Grund müssen rechtliche Regelungen getroffen werden, um einem vertikal integrierten Konzern seine Wettbewerbsvorteile zu nehmen und diesen zu wettbewerbskonformem Verhalten anzuhalten. Man spricht dabei von Entflechtung oder auch Unbundling. Nachfolgend werden die einzelnen „Stufen“ der Entflechtung dargestellt, grob sortiert nach steigender Eingriffstiefe in die Rechte der betroffenen Konzerne. Diese Stufen bauen zwar nicht notwendigerweise aufeinander auf, in der Praxis griffen die meisten Gesetzgeber aber zunächst zu Entflechtungsregelungen mit geringer Eingriffsintensität in die unternehmerische Freiheit der Konzerne und griffen zum nächsthärteren Entflechtungsmittel, wenn sich die gewünschte Wettbewerbswirkung nicht einstellte.

Buchhalterische Entflechtung: Für die einzelnen Unternehmenssparten müssen getrennte Konten in der Finanzbuchhaltung und der Kostenrechnung geführt werden. Dadurch sollen Quersubventionen und die Verschiebung von Kosten in den Netzbereich verhindert werden. Die Kosten des Netzbereichs können auf die Netznutzungsentgelte umgelegt werden. Von auf diese Weise überhöhten Entgelten würde der integrierte Konzern aber nicht so sehr geschädigt wie die Konkurrenz: Die von Konzerntöchtern gezahlten Entgelte verblieben letztlich im Konzern.

Informatorische Entflechtung: Wettbewerbsrelevante Informationen, beispielsweise die Auslastung von Kraftwerken oder Leitungen, dürfen nur auf nicht-diskriminierende Weise weiterverbreitet werden, müssen also den Konzerntöchtern in gleicher Weise wie externen Konkurrenten bekanntgemacht werden, um Informationsvorsprünge auszuschließen ([14], S. 146). Dies bedingt die Einrichtung von „Chinese Walls“ zur Informations-Abschottung, ähnlich denen in Investmentbanken, bei denen das Emissionsgeschäft informatorisch von der Bewertungsabteilung getrennt sein muss.

Gesellschaftsrechtliche Entflechtung: Der Netzbetreiber muss eine eigene Rechtspersönlichkeit darstellen, also eine von den anderen Unternehmensbereichen unabhängige Kapital- oder Personengesellschaft sein. Die Geschäftsführung dieser

Gesellschaft muss über eigene Entscheidungsgewalt verfügen und darf nicht in Personalunion Posten im Bereich Erzeugung und Vertrieb besetzen (dies wird auch operationelle Entflechtung genannt) ([15], S. 29 f.).

Eigentumsrechtliche Entflechtung: Nach Vollzug einer gesellschaftsrechtlichen Entflechtung verbleiben den Gesellschaftern des Netzbetreibers mehr oder weniger ausgeprägte und möglicherweise unerwünschte Informations- und Weisungsbefugnisse. Die eigentumsrechtliche Entflechtung stellt die höchste Stufe der Entflechtung dar und bedingt den Verkauf der Netzgesellschaft an Investoren ohne Aktivitäten im Bereich von Stromerzeugung oder Vertrieb.

7 Europäische Rahmenrichtlinien

Zur Schaffung eines einheitlichen Binnenmarktes für Strom erließ die Europäische Union mehrere Richtlinien. Diese Richtlinien legen Grundsätze und Mindestanforderungen fest, die von den Mitgliedsstaaten in nationales Recht umgesetzt werden müssen.

7.1 Die Europäische Stromrichtlinie von 1996

In der Stromversorgung sind prinzipiell drei Wettbewerbsalternativen denkbar:([16], S. 91)

- Wettbewerb zwischen Netzen
- Wettbewerb in Netzen
- Wettbewerb um Netze

Der Wettbewerb zwischen Netzen (durch konkurrierenden Leitungsbau) wird wegen der hohen Fixkosten der Netze nur in seltenen Fällen wirtschaftlich sinnvoll sein. In der Stromrichtlinie 96/92/EG, die am 19. Dezember 1996 verabschiedet wurde, trat diese Alternative daher hinter das Modell „Wettbewerb in Netzen“ zurück. Eine gewisse Bedeutung kam dem Wettbewerb zwischen Netzen aber in der Anfangszeit der Liberalisierung zu, um durch Drohung mit eigenem Leitungsbau den Netzmonopolisten zu kooperativem Verhalten zu bringen und Netzzugang bei ihm zu erlangen ([16], S. 109). Die Stromrichtlinie enthielt in

Artikel 21 den Auftrag an die Mitgliedsstaaten, die Voraussetzungen dafür zu schaffen, dass der Bau von Direktleitungen, also neuen Stromnetzen, diskriminierungsfrei möglich wird.

Die volkswirtschaftlich sinnvollste und daher bevorzugte Wettbewerbsalternative ist aber der Wettbewerb in Netzen. Der Eigentümer eines Netzes stellt dabei sein Netz diskriminierungsfrei, also zu gleichen Bedingungen, allen Interessenten zur Verfügung. Die Stromrichtlinie sah dafür drei mögliche Marktmodelle vor:

- regulierter Netzzugang
- verhandelter Netzzugang
- Alleinabnehmermodell

Der regulierte Netzzugang hatte sein Vorbild in Großbritannien. Namensgebend für dieses Modell war die Aufsicht einer nationalen Regulierungsbehörde über den Netzzugang und das hierfür erhobene Entgelt, welches von der Behörde vorab genehmigt werden musste ([7], S. 65). Die meisten europäischen Länder wählten bei der Umsetzung der Stromrichtlinie dieses Modell.

Der verhandelte Netzzugang wurde insbesondere auf Druck von Deutschland in die Richtlinie aufgenommen. Der theoretische Charme dieser Lösung lag darin, dass die Netzentgelte nicht durch eine Regulierungsbehörde vorgegeben wurden, sondern frei zwischen den Netzbetreibern und den Netznutzungspetenten verhandelt wurden, so dass in diesem Modell am meisten die Kräfte des freien Marktes wirkten.

Das Alleinabnehmermodell wurde insbesondere von Frankreich und den deutschen kommunalen Energieversorgern favorisiert ([7], S. 66). Bei diesem Modell konnte der Netzbetreiber sein Netz von der Nutzung durch Dritte ausschließen. Um dennoch Wettbewerb zu ermöglichen, konnte der Kunde mit jedem Stromlieferanten einen Vertrag abschließen. Der Netzbetreiber musste diesen Vertrag aufkaufen und dem Kunden Strom zu den mit dem Lieferanten vereinbarten Bedingungen liefern.

Die Stromrichtlinie enthielt keine Regelungen zur Wettbewerbsalternative „Wettbewerb um Netze“. Bei dieser Alternative geht das komplette Netz nach periodischen Ausschreibungen eventuell an einen neuen Eigentümer über, der den Netzbetrieb weiterführt. Ein solcher Übergang kann einen schwerwiegenden Eingriff in das Eigentumsrecht des Altbesitzers darstellen. Dieses Modell wurde dennoch beispielsweise in Deutschland umgesetzt, wo es

auf Grund der historischen Gegebenheiten (Konzessionierung des Verteilnetzbetriebes durch die Gemeinden) verhältnismäßig leicht umsetzbar war.

Im Bereich des Unbundling stellte die Stromrichtlinie lediglich zwei Forderungen: Eine generelle buchhalterische Entflechtung von Erzeugung, Netzbetrieb und Vertrieb ([1] Kapitel 6), und dass die Übertragungsnetzbetreiber (nicht die Verteilnetzbetreiber) „zumindest auf Verwaltungsebene unabhängig von den übrigen Tätigkeiten“ ([1] Art. 7 Abs. 6) sein sollten, was einen ersten vorsichtigen Einstieg in die operationelle Entflechtung darstellte.

7.2 Die EU-Stromrichtlinie von 2003

Die am 26. Juni 2003 verabschiedete Richtlinie 2003/54/EG ([17]) löste die Stromrichtlinie von 1996 ab und ist bis heute in Kraft. In sie flossen die gesammelten Erfahrungen aus den Mitgliedsstaaten ein. Die Erfolge bei der Liberalisierung des Strommarkts waren bis dahin in den Mitgliedsstaaten sehr unterschiedlich ausgefallen. Ein wirklich diskriminierungsfreier Netzzugang war nicht überall gewährleistet. Darüber hinaus zeigten sich Konzentrationstendenzen durch große Unternehmenszusammenschlüsse, die als bedrohlich für den Wettbewerb angesehen wurden ([7], S. 86) Die überarbeitete Stromrichtlinie zielte darauf, der Vision vom europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt näher zu kommen. Diejenigen Wahlmöglichkeiten bei der Umsetzung der alten Richtlinie, die sich in der Praxis nicht bewährt hatten, waren in der neuen Richtlinie nicht mehr zugelassen. Im Bereich der Netzzugangsmodelle betraf dies den verhandelten Netzzugang und das Alleinabnehmermodell. Nur noch der regulierte Netzzugang war zugelassen. Ein weiteres Beispiel für eine Vereinheitlichung, die allerdings die Kraftwerksbetreiber betraf, war die Zurückstufung des vormals gleichrangigen Ausschreibungsmodells für den Bau neuer Kraftwerke gegenüber dem Genehmigungsmodell:

„[Ausschreibungen] kommen jedoch nur in Betracht, wenn die Versorgungssicherheit durch die im Wege des Genehmigungsverfahrens geschaffenen Erzeugungskapazitäten bzw. die getroffenen Energieeffizienz-/Nachfragesteuerungsmaßnahmen allein nicht gewährleistet ist“ ([17] Art. 7 Abs. 1).

Die Entflechtung der Verteil- und Übertragungsnetzbetreiber hatte sich als unzureichend erwiesen. In der neuen Stromrichtlinie wurden die Anforderungen an die Entflechtung daher

verschärft. Für alle Netzbetreiber war nunmehr neben der buchhalterischen auch die gesellschaftsrechtliche und informatorische Entflechtung verpflichtend ([7], S. 37).

Die Stromrichtlinie 1996 enthielt keine Verpflichtung zur Einrichtung einer nationalen Regulierungsbehörde. Dennoch blieb Deutschland das einzige Land, das auf die Einrichtung eines nationalen Regulierers verzichtete. Als Argument dafür wurde von politischer Seite angeführt, dass der verhandelte Netzzugang sich selbst reguliere und überdies eine effektive Kartellaufsicht existiere ([7], S. 89 f.). Dagegen wurde diese deutsche Lösung vor allem von im Strommarkt tätigen Unternehmen kritisiert. Die Stromrichtlinie 2003 gab nun vor, dass eine von der Stromwirtschaft unabhängige Stelle Regulierungsaufgaben wahrnehmen solle. Diese Stelle konnte wahlweise als Behörde oder sogar privatwirtschaftlich organisiert sein ([7], S. 92 f.).

Weiterer Reformbedarf in der neuen Stromrichtlinie ergab sich aus der bis dahin sehr unterschiedlich weiten Marktöffnung in den Mitgliedsstaaten. Bis Ende 2002 hatten fünf Länder ihre Strommärkte für alle Kunden, vom großen Industriekunden bis zum Privathaushalt, geöffnet ([7], S. 94). Die so genannten Reziprozitätsklauseln konnten nicht verhindern, dass Energieversorgungsunternehmen aus Mitgliedsstaaten, die nur das in der Stromrichtlinie 1996 vorgesehene Mindestmaß an Marktöffnung zuließen, die weite Marktöffnung im Ausland zu ihrem Vorteil ausnutzten. In Deutschland bestand eine Reziprozitätsklausel in § 2 des Energiewirtschafts-Übergangsgesetzes ([18]):

„Bis zum 31. Dezember 2006 können Elektrizitätsversorgungsunternehmen den Netzzugang für Elektrizität, die aus einem anderen Mitgliedstaat der Gemeinschaft oder von einem dort ansässigen Unternehmen geliefert werden soll, ablehnen, soweit der zu beliefernde Abnehmer dort nicht ebenfalls durch Dritte beliefert werden könnte.“

Insbesondere Frankreich umging die ausländischen Reziprozitätsklauseln, indem der eigene Markt gegen Stromimporte abgeschottet wurde und gleichzeitig in großem Stil Strom exportiert wurde, und indem französische Energieversorger ausländische Energieversorger aufkauften und durch diese im Ausland agierten ([7], S. 95 f.; [19], S. 209).

7.3 EU-Richtlinien zur Förderung von Kraft-Wärme-Kopplung und erneuerbaren Energien

Am 27. September 2001 verabschiedete die Europäische Union die Richtlinie 2001/77/EG zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt. Dieser Richtlinie waren in einigen Ländern bereits nationale Initiativen vorausgegangen, so zum Beispiel in Deutschland das Stromeinspeisungsgesetz aus dem Jahr 1990, das im Jahr 2000 durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz abgelöst wurde. Die neueste EU-Richtlinie zu erneuerbaren Energien (EE) ist die Richtlinie 2009/28/EG vom 23. April 2009.

Im Bereich der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) gibt es die Richtlinie 2004/8/EG.

Sowohl die KWK- als auch die EE-Richtlinien schreiben den Mitgliedsstaaten keine bestimmten Förderverfahren vor ([20], S. 231 f.). Dies führte zu einem Nebeneinander verschiedener nationaler Regelungen, was als Hindernis auf dem Weg zu einem europäischen Binnenmarkt für KWK- und EE-Strom angesehen wird ([20], S. 232). Eine Harmonisierung hätte laut der Europäischen Kommission sowohl Vor- als auch Nachteile, wird aber allenfalls langfristig angestrebt, da bei kurzfristigen Änderungen empfindliche Störungen der Märkte befürchtet werden ([21], S. 12 f.). Stattdessen plädiert die Kommission dafür, dass die Mitgliedsstaaten auf freiwilliger Basis kooperieren und ihre Förderungssysteme einander anpassen. Besonders die neue Richtlinie 2009/28/EG ist von dieser Idee geprägt und enthält umfangreiche Regelungen zur staatenübergreifenden Förderung.

Zur Förderung von EE und KWK wurden oder werden in den Mitgliedsstaaten folgende Modelle praktiziert:

- Mengenbasierte Instrumente:
 - Quotenregelungen
 - Tenderverfahren
- Preisbasierte Instrumente:
 - Einspeisevergütungen
 - Steueranreize

Bei den mengenbasierten Instrumenten gibt der Staat eine bestimmte Menge an Elektrizität vor, zusammen mit der Technologie mit der diese Menge erzeugt werden soll. In einer

Quotenregelung werden Marktakteure (dies können Energieversorgungsunternehmen, Netzbetreiber, Stromerzeuger oder auch Endverbraucher sein) verpflichtet, eine bestimmte Quote ihres Stroms mit einer bestimmten Technologie (z.B. Wind- oder Wasserkraft) entweder selbst zu erzeugen oder zuzukaufen. Meist ist die Quotenregelung mit einem Zertifikathandel gekoppelt ([20], S. 237 f.). Dort können Marktakteure ohne die vom Staat geforderten Erzeugungskapazitäten von anderen Erzeugern „grüne“ Zertifikate kaufen und so ihren Strom virtuell zu „grünem Strom“ machen, während der Verkäufer des Zertifikats die gleiche Strommenge nunmehr als „schmutzigen Strom“ am Markt verkaufen muss.

Auch bei Tenderverfahren (auch Ausschreibungsverfahren genannt) werden Marktakteure zur Abnahme vorgegebener Mengen EE- oder KWK-Strom verpflichtet. Allerdings wird die Freiheit der Angebotsseite beschränkt, indem nur diejenigen Stromerzeuger einen Einspeisevertrag erhalten, die bei einer öffentlichen Ausschreibung der Mengen den KWK- bzw. EE-Strom besonders günstig anbieten. Die Erzeuger erhalten vom verpflichteten Marktakteur den Ausschreibungspreis vergütet. Dieser wiederum bekommt seine Mehrkosten aus einer bei allen Verbrauchern erhobenen Steuer auf Strom erstattet. In einem Tenderverfahren kommen tendenziell nur die wirtschaftlichsten Erzeuger zum Zuge. Auf Grund des technischen Fortschritts könnte eine heute effiziente Anlage aber bereits bei der nächsten Ausschreibung den Anschluss verlieren. Den Betreibern fehlt Planungssicherheit und die Garantie, dass sich ihre Investition amortisieren wird. Kritisch wird auch der theoretisch sehr hohe Verwaltungsaufwand gesehen, und die ungleichen Marktzutrittschancen: Die Ausschreibungen dürften vor allem große Anbieter gewinnen, die von Skalenerträgen profitieren können ([20], S. 236 f.).

Die Einspeisevergütungen können in echte Einspeisevergütungen und Bonussysteme untergliedert werden. Während bei einer echten Einspeisevergütung ein fester Preis pro Kilowattstunde an den Erzeuger gezahlt wird, wird in Bonussystemen ein festgelegter Aufschlag auf einen am Markt gebildeten Großhandelspreis gezahlt. In Bonussystemen ist die Vergütung für EE- oder KWK-Strom also innerhalb der Schwankungsbreite der Großhandelspreise variabel. Sowohl Einspeisevergütungen als auch Boni werden den

Erzeugern typischerweise für 10-20 Jahre garantiert, so dass diese Planungssicherheit haben.

Unter die Steueranreize fallen sowohl staatliche Investitionszuschüsse als auch Steuerermäßigungen. Steueranreize werden kritisch gesehen, da von ihnen keine Anreize ausgehen, die Anlagen auch effizient zu betreiben ([20], S. 234). Dagegen wird man bei einer Einspeisevergütung bestrebt sein, die Anlagen effizient zu betreiben, um die eigenen Einkünfte zu maximieren.

Parallel zu den Fördersystemen der Nationalstaaten existiert ein europaweiter Markt für Ökostrom, an dem EE-Anlagenbetreiber ihren Strom alternativ selbst vermarkten können. Endabnehmer sind umweltbewusste Kunden mit Ökostromtarifen. An diesem Markt sind jedoch nur EE-Technologien mit besonders niedrigen Stromgestehungskosten konkurrenzfähig. Dies trifft hauptsächlich auf Wasserkraft sowie teilweise auf Windkraft zu.

7.4 Europäische Stromhandelsrichtlinie

Ein wichtiger Faktor für die langfristige Verwirklichung eines einheitlichen europäischen Binnenmarkts für Strom ist die Möglichkeit des grenzüberschreitenden Stromhandels ([22], S. 51). Ein Hindernis dabei ist der EU-weit bislang unzureichende Ausbau der grenzüberschreitenden Übertragungsleitungen. Eine gesonderte EU-Richtlinie (1228/2003/EG) sieht daher Maßnahmen vor, um grenzüberschreitenden Stromhandel zu fördern.

Ein Kernelement der Richtlinie ist, dass Neubauten grenzüberschreitender Leitungen für einen bestimmten Zeitraum von den geltenden Regulierungsvorschriften ausgenommen werden können, insbesondere vom sonst üblichen diskriminierungsfreien Netzzugang. Der Betreiber einer solchen Anlage kann frei bestimmen, wem er exklusiven Zugang zu seiner Übertragungsleitung gewährt. Lediglich die danach noch ungenutzten Kapazitäten muss er diskriminierungsfrei am Markt anbieten ([22], S. 56 f.). Ohne diese „Regulierungsferien“ hätten vertikal integrierte ÜNB nur geringe Anreize, neue grenzüberschreitende Leitungen zu bauen, denn durch diskriminierungsfreien Zugang zur neuen Leitung würde man unerwünschter Konkurrenz aus dem Ausland Zugang zum eigenen Markt geben.

Damit die durch Transite entstehenden zusätzlichen Kosten des ÜNB nicht über die Netznutzungsentgelte auf die Kunden im Transitland abgewälzt werden müssen, sondern verursachergerecht abgerechnet werden, sieht die Stromhandelsrichtlinie einen Mechanismus für Ausgleichszahlungen vor. Diese Ausgleichszahlungen werden nach einem bestimmten Schlüssel von den ÜNB im Ausgangs- und Zielland eines grenzüberschreitenden Stromflusses erbracht. Die genaue Schlüsselung ist derzeit noch umstritten, und die Teilnahme am Ausgleichsmechanismus erfolgt noch immer auf rein freiwilliger Basis. Insbesondere die ÜNB aus EU-Randländern, die viele Transite verursachen, haben daher wenig Interesse an einer Teilnahme ([22], S. 52 f.).

Des Weiteren stellt die Stromhandelsrichtlinie Grundsätze für das Engpassmanagement der Grenzkuppelstellen auf. Die zur Verfügung stehenden Kapazitäten müssen nicht-diskriminierend nach marktorientierten Verfahren vergeben werden. Von den in Kapitel 8 erläuterten Engpassmanagement-Verfahren erfüllen die explizite Auktion, die implizite Auktion sowie Mischformen aus beiden die Anforderungen im Anhang der Richtlinie 1228/2003.

7.5 Vorgaben für das Messwesen

Um die Energieeffizienz in der Europäischen Union zu steigern sieht die Energieeffizienzrichtlinie 2006/32/EG unter anderem auch vor, dass Verbraucher mit Hilfe von intelligenten Stromzählern besser über ihren Energieverbrauch informiert werden. Ein intelligenter Zähler bietet neben der reinen Zählung der Energiemenge zu Abrechnungszwecken Mehrwertfunktionen wie Fernauslesbarkeit und Auswertungsmöglichkeiten im Internet oder eine Anzeige der momentanen Leistungsaufnahme.

Unabhängig von EU-Richtlinien wurde das Zähler- und Messwesen in einigen Nationalstaaten inzwischen als zusätzlicher Wettbewerbsbereich vom Netzbetrieb getrennt:

Zählwesen	Messwesen	Abrechnung
<ul style="list-style-type: none"> • Einbau • Betrieb • Wartung der Messeinrichtungen 	<ul style="list-style-type: none"> • Zählwerte ablesen • Datenaufbereitung • Datenweitergabe 	der Netznutzung gegenüber dem Lieferanten
grundsätzlich wettbewerblich organisierbar (Zählerdienstleister)	grundsätzlich wettbewerblich organisierbar (Messdienstleister)	bleibt in der Verantwortung des Netzbetreibers
Messstellenbetreiber		

Tab. 1: Liberalisierung des Messwesens

Quelle: Nach [23], S. 6

Ein Messstellenbetreiber vereinigt die Funktionen im Zähl- und Messwesen in sich oder lässt diese von Dritten erbringen. Insbesondere im Zusammenhang mit intelligenten Stromzählern ergeben sich für Messdienstleister neue Geschäftsmodelle durch Mehrwertdienste. Eine Verpflichtung zur Entbündelung des Messstellenbetriebs vom Netzbetrieb besteht aber auf EU-Ebene bislang noch nicht.

7.6 Die geplante dritte EU-Stromrichtlinie

Im September 2007 legte die EU-Kommission einen Entwurf für eine dritte Auflage der Stromrichtlinie vor. Die geplante Richtlinie befindet sich in der letzten Phase der Diskussion und wird vom im Juni 2009 neu gewählten Europaparlament verabschiedet werden. Die Kernpunkte des Richtlinienentwurfs sind ([24]):

- Verschärftes Unbundling der Übertragungsnetzbetreiber
- Sicherstellung einer effektiven Regulierung
- Überwachung des Stromhandels

Im Bereich der Übertragungsnetze werden immer noch Bevorteilungen von Konzernschwestern der ÜNB gesehen, denen mit den bisherigen Entbündelungsvorschriften nicht beizukommen war. Die neue Richtlinie sieht numehr ein scharfes Mittel als Regelfall vor: Die eigentumsrechtliche Entflechtung, d.h. die vertikal integrierten Energiekonzerne müssen ihre Übertragungsnetze vollständig an ein Unternehmen verkaufen, das keine

Interessen im Bereich von Stromerzeugung und Vertrieb hat. Auch Minderheitsbeteiligungen des Alteigentümers sind unzulässig.

Einen etwas weniger starken Eingriff in das Eigentum der Energiekonzerne stellt die Alternative eines unabhängigen Systemführers dar. Hierbei bleibt das Übertragungsnetz beim Alteigentümer, aber eine unabhängige Gesellschaft verwaltet und betreibt das Netz.

Im Verlauf der Beratungen wurde dem Richtlinienentwurf eine dritte Alternative hinzugefügt: Eigentum und Betrieb des Übertragungsnetzes können im integrierten Konzern verbleiben, wenn der ÜNB wirkungsvoll vom Rest des Konzerns isoliert wird. Dies bedeutet u.a. Beschränkungen bei Personaltransfers innerhalb des Konzerns, und der ÜNB darf keine Konzerndienstleistungen benutzen (z.B. gemeinsames Rechenzentrum, Controlling oder Konzernsicherheit) ([25]).

Verteilnetzbetreiber sind von diesen verschärften Unbundling-Vorschriften nicht betroffen. Sie dürfen allerdings ihren Namen und die Marke nicht mehr mit einem Unternehmen teilen, das im Stromvertrieb aktiv ist ([24], S. 378).

Einige Regelungen im Richtlinienentwurf betreffen die Regulierungsbehörden in den Nationalstaaten. Die europäische Union will die Effektivität der Regulierung sicherstellen, indem in jedem Mitgliedsstaat nur noch eine einzige Behörde mit Regulierungsaufgaben betraut werden darf. Zudem muss diese Behörde unabhängig sein ([26], S. 4). Dies geht nunmehr so weit, dass die Regulierungsbehörde keine Anweisungen von der nationalen Regierung oder von Ministerien entgegennehmen darf. Bei der Umsetzung der Richtlinie in nationales Recht werden in diesem Bereich noch Schwierigkeiten erwartet. Durch die Weisungsfreiheit der Regulierungsbehörde könnte diese ohne ausreichende demokratische Kontrolle agieren, was beispielsweise in Deutschland mit dem verfassungsrechtlichen Verbot ministerialfreier Räume kollidieren könnte ([24], S. 379). Während der Diskussion der neuen Richtlinie konnten die Mitgliedsstaaten mit einer föderalen Struktur (hauptsächlich Deutschland, Österreich und Belgien) erreichen, dass der Zwang zu einer einzigen Regulierungsbehörde nur auf nationaler Ebene gilt ([27], S. 55). In Deutschland sind beispielsweise Teile der Elektrizitätsaufsicht nach wie vor Ländersache, darunter die Aufsicht über kleinere Netzbetreiber mit maximal 100.000 Kunden ([28], S. 253). Die weitere Existenz dieser Landesbehörden ist durch den erreichten Kompromiss voraussichtlich gesichert.

Auf europäischer Ebene soll eine neue Agentur für die Zusammenarbeit der nationalen Regulierungsbehörden geschaffen werden. Diese soll sich vor allem um grenzüberschreitende Fragen der Regulierung kümmern. Sie soll einerseits ein Mittel zur Kooperation sein, wird aber auch als erster Schritt auf dem Weg zu einer europäischen Regulierungsbehörde gesehen ([26], S. 6 f.).

Um beim Verdacht auf Marktmanipulationen künftig besser ermitteln zu können, sollen Stromhändler verpflichtet werden, wichtige Unterlagen dazu fünf Jahre lang aufzubewahren. Diese Verpflichtung soll nur für Großhandelsgeschäfte gelten, nicht für Lieferverträge mit Endkunden (obwohl das gehandelte Volumen auch im Endkundenbereich im Einzelfall sehr groß sein kann) ([24], S. 381 f.).

8 Methoden des Engpassmanagements

Bei der Behandlung von Engpässen wird zumeist zwischen internationalen Engpässen und nationalen Engpässen unterschieden. Internationale Engpässe sind räumlich meist gut abgrenzbar und betreffen einzelne Verbindungsleitungen zwischen zwei Ländern. Sie sind zwar ein Hindernis für den internationalen Handel, haben aber nur geringe Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit. Engpässe innerhalb eines Staates sind auf Grund des hohen Vermaschungsgrades der nationalen Stromnetze häufig nur regional abgrenzbar und gefährden zumeist unmittelbar die Sicherheit der Stromversorgung. Nachfolgend werden die Methoden dargestellt, mit denen nationale und internationale Engpässe im Stromnetz behandelt werden:

Explizite Auktion: Dies ist eine Methode, die vor allem bei grenzüberschreitenden Engpässen angewandt wird. Bei einer expliziten Auktion wird die Übertragungskapazität des Engpasses getrennt von den tatsächlichen Stromhandelstransaktionen versteigert. Das Verfahren ist nicht ohne weiteres börsenkompatibel, da die beiden Handelspartner beim Börsenhandel erst nach Abschluss der Transaktion erfahren, auf welcher Seite des Engpasses sich die Gegenpartei befindet. Um für alle Eventualitäten gerüstet zu sein, müsste vorsorglich Kapazität in beiden Richtungen ersteigert werden, von denen eine Richtung später nicht genutzt wird. Die meisten expliziten Auktionsverfahren enthalten daher

Regelungen um nicht genutzte Kapazitäten einer erneuten Verwertung zuzuführen ([29], S. 79 f.). Dennoch können durch das zeitliche Auseinanderfallen von Stromhandel und Engpasskapazitätshandel Situationen eintreten, in denen ein Stromhändler zu Lieferungen von der Hochpreisseite zur Niedrigpreisseite des Engpasses gezwungen wird ([22], S. 84 f.).

Implizite Auktion: Auch die implizite Auktion kommt überwiegend bei grenzüberschreitenden Engpässen zum Einsatz, eignet sich aber prinzipiell auch für nationale Engpässe. Dieses Verfahren erfordert eine Strombörse. Die Engpasskosten werden gemeinsam mit dem Strompreis von der Börse ermittelt. Ein Handelsteilnehmer gibt ein Gebot in das Börsensystem ein. Die Börse überprüft anschließend, ob es eine Gegenpartei gibt, die zum Gebotspreis zuzüglich der eventuell entstehenden Engpasskosten ein Geschäft abschließen will. Die implizite Auktion vermeidet die vorsorgliche Reservierung von Kapazitäten und kann darüber hinaus bei regionalen Preisunterschieden sicherstellen, dass der Stromfluss immer in der ökonomisch sinnvollen Richtung stattfindet, von der Niedrigpreisseite zur Hochpreisseite ([22], S. 114).

Market Coupling: Dieses Modell enthält Elemente expliziter und impliziter Auktionen und wird typischerweise verwendet, um auch außerbörsliche Transaktionen zu ermöglichen. Für außerbörsliche Transaktionen müssen Kapazitäten in einer expliziten Auktion ersteigert werden, während für börsliche Transaktionen weiterhin implizite Preise ermittelt werden ([29], S. 80). Das Verfahren kann auch bei nationalen Engpässen verwendet werden, führt dann aber zu einer meist unerwünschten Fragmentierung des jeweiligen Strom-Großhandelsmarkts in mehrere Teilgebiete ([30], S. 14 f.).

Countertrading: Dieses Verfahren eignet sich für nationale Engpässe. Im Gegensatz zu den Auktionsverfahren ist es aber nicht vorbeugend, sondern wirkt nur kurativ bei unmittelbar drohenden Engpässen. Beim Countertrading initiiert der ÜNB ein Stromhandelsgeschäft entgegen der Hauptflussrichtung im Engpass und entlastet durch die mögliche Saldierung den Engpass. Wenn regionale Preisunterschiede bestehen, kauft der ÜNB also Strom in der Hochpreisregion und verkauft ihn mit Verlust in der Niedrigpreisregion ([31], S. 4). Der

entstehende Verlust wird als Kosten zur Gewährleistung der Systemsicherheit auf die Netzentgelte umgelegt.

Redispatching: Dies ist ein mit dem Countertrading vergleichbares Verfahren für nationale Engpässe, das nicht beim Stromhandel, sondern auf der Erzeugerseite ansetzt: Ein Engpass wird entlastet, indem engpassverstärkende Kraftwerke heruntergeregelt werden. Die vertraglichen Lieferverpflichtungen dieser Kraftwerke werden ersatzweise von Kraftwerken jenseits der Engstelle erfüllt. Das Verfahren kann entweder kostenbasiert oder marktbasierend umgesetzt werden. Beim kostenbasierten Redispatching erfolgt die Entscheidung vor allem anhand der Brennstoffkosten. Das heruntergeregelt Kraftwerk zahlt einen Beitrag in Höhe der vermiedenen Brennstoffkosten an den ÜNB. Dieser vergütet dem Erbringer der Ersatzleistung dessen Kosten ([30], S. 5).

Während kostenbasiertes Redispatching auf einem Teilnahmepflicht der Kraftwerksbetreiber basiert, relativ intransparent und prinzipiell regulierungsbedürftig ist (wegen möglicher Bevorzugung eigener Kraftwerksschwester durch den ÜNB), setzt ein marktbasierendes Redispatching stärker auf Freiwilligkeit. Teilnahmebereite Kraftwerke geben Angebote für Redispatch-Leistungen ab. Der Angebotspreis umfasst nicht nur die reinen Kosten, sondern kann auch eine Gewinnkomponente enthalten. Der Markt ist soweit transparent, dass ein ordnungsgemäßer Abruf der Leistungen nachvollzogen werden kann. Ein marktbasierendes Redispatching kann in den Regelenergiemarkt integriert werden. Engpässen kann in begrenztem Maße auch durch Einsatz von Regelenergie entgegengewirkt werden. Während es bei Regelenergie zum Ausgleich von Verbrauchs- und Erzeugungungleichgewichten allerdings nur darauf ankommt, dass irgendwo im Netz geregelt wird, kommt es bei Engpässen auf eine möglichst zielgenaue Entlastung der Engstelle an ([30], S. 7 f.).

9 Deutschland

9.1 Umsetzung der Stromrichtlinie 1996 in Deutschland

Die Stromrichtlinie 96/92/EG wurde in Deutschland durch eine Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) sowie durch Änderungen am Gesetz gegen

Wettbewerbsbeschränkungen (GWB) umgesetzt. Der neue Rechtsrahmen trat am 29. April 1998 in Kraft ([7], S. 68).

Anders als alle anderen EU-Staaten setzte Deutschland vor allem auf den verhandelten Netzzugang. Wahlweise konnte ein Netzbetreiber zum Alleinabnehmermodell optieren. Der regulierte Netzzugang wurde in Deutschland zunächst nicht umgesetzt. Die konkrete Gestaltung von Regeln zur Bestimmung der Netzentgelte überließ man den für die Elektrizitätswirtschaft maßgeblichen Wirtschaftsverbänden. Dies waren der Bundesverband der Deutschen Industrie, Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft sowie der Verband der Elektrizitätswirtschaft ([7], S. 71). Man einigte sich auf eine am 22. Mai 1998 unterzeichnete Verbändevereinbarung.

Diese erste Verbändevereinbarung sah vor, das Netzentgelt maßgeblich anhand einer fiktiv zurückgelegten Transportstrecke des Stroms zu berechnen. Dies machte den Strombezug von geografisch weit entfernten Lieferanten unattraktiv und führte dazu, dass Strom vor allem von nahe liegenden Lieferanten bezogen wurde – meist vom alten Monopolisten ([32], S. 174). Die tatsächlichen physikalischen Gegebenheiten bildete das Entfernungsmodell nur unzureichend ab. In Wirklichkeit lässt sich Strom nämlich in einem Stromnetz nicht zielgerichtet transportieren, sondern der Strom wählt jeweils den Weg des geringsten Widerstands. Im Ergebnis wird der Strom daher in der Nähe des Erzeugungsorts verbraucht. Über das gesamte Netz betrachtet gleichen sich die Einspeisungen und Entnahmen aber zu jedem Zeitpunkt genau aus ([7], S. 73). Insgesamt war das Konzept der Verbändevereinbarung I auf die langfristig geplante Lieferung großer Energiemengen ausgelegt. Kurzfristige oder kleinere Lieferungen waren wegen der Tarifstruktur und der hohen Transaktionskosten unattraktiv ([32], S. 173 f.).

Die erste Verbändevereinbarung wurde daher als nicht praxisgerecht angesehen und bereits am 13. Dezember 1999 durch die Verbändevereinbarung II ersetzt. Die Entfernungsabhängigkeit des Netznutzungsentgelts wurde abgeschafft, Deutschland blieb aber zunächst in zwei Handelszonen unterteilt. Bei Stromlieferungen über die Grenze der beiden Handelszonen wurde ein zusätzliches Entgelt von 0,25 Pfennig/kWh fällig. Auf Grund von Protesten der EU-Kommission wurden die Handelszonen schon nach kurzer Zeit ebenfalls abgeschafft.

Erst durch die Verbändevereinbarung II wurde Strom an der Börse handelbar, da Strom als Ware durch den Wegfall des entfernungsabhängigen Netznutzungsentgelts fungibel wurde ([7], S. 73). Ab 1. Januar 2002 trat die Verbändevereinbarung II Plus in Kraft. Sie enthielt im Vergleich zu ihrer Vorgängerin nur geringe Änderungen.

Die Verbändevereinbarung II enthielt mit dem so genannten Vergleichsmarktkonzept eine Handhabe, um als Kunde gegen überhöhte Netznutzungsentgelte vorgehen zu können. Hierzu wurden die Verteilnetzbetreiber anhand von Kriterien wie Einwohnerdichte, Abnahmedichte und Verkabelungsgrad in Strukturklassen eingeteilt. Wenn das Netznutzungsentgelt im Mittel zu den höchsten 30 % der Entgelte innerhalb der gleichen Strukturklasse gehörte, so konnte der Kunde vom Netzbetreiber eine Rechtfertigung verlangen. Der praktische Nutzen dieser Regelung war allerdings begrenzt: Da es 54 Strukturklassen gab, war ein tragfähiger Vergleich selten möglich ([33], S. 95 f.). Das Bundeskartellamt stellte sogar eine Erhöhung der Entgelte bei einigen Netzbetreibern fest, die sich unterhalb der 30-%-Grenze wiederfanden und somit kein Rechtfertigungsverfahren fürchten brauchten ([33], S. 115).

Die Verbändevereinbarungen enthielten Elemente der Kosten- und Rendite-Regulierung und ließen somit wirksame Anreize für Kostensenkungen vermissen ([10], S. 27+30). So stellte das Beratungsunternehmen Frontier Economics im Jahre 2000 einen durchschnittlichen Kostensenkungsbedarf von 19 % bei den deutschen Netzbetreibern fest ([34]).

Die Verbändevereinbarungen enthielten zwar detaillierte Regelungen zu den Bedingungen des Netzzugangs, waren aber rechtlich gesehen nur unverbindliche Absichtserklärungen. In der Praxis fühlten sich zahlreiche Netzbetreiber an die Verbändevereinbarungen nicht gebunden, was zu umfangreichen Gerichtsprozessen führte. Als kurzfristige Abhilfe wurde das EnWG im Jahr 2003 angepasst und die Verbändevereinbarung gewissermaßen „verrechtlicht“: Fortan wurde vermutet, dass die Netzzugangsbedingungen der gesetzlich geforderten „guten fachlichen Praxis“ entsprachen, wenn sich der Netzbetreiber an die Verbändevereinbarung hielt ([16], S. 104 f.; [7], S. 37).

Trotz der Korrekturmaßnahmen bewährte sich der verhandelte Netzzugang nicht. Es gelang nicht, mit diesem Modell einen funktionierenden Wettbewerb in Deutschland zu etablieren. Durch die Ausgestaltung der Verbändevereinbarungen wurden insbesondere neue

Marktteilnehmer benachteiligt, und viele von ihnen verschwanden nach anfänglicher Euphorie bald wieder vom Markt ([7], S. 36 u. 80).

Die Umsetzung des Alleinabnehmermodells erwies sich als komplex und unattraktiv. Zwar hatten etwa 100 Netzbetreiber die Alleinabnehmer-Genehmigung eingeholt, aber nur etwa 45 Netzbetreiber praktizierten das Modell im Mai 2003 tatsächlich ([35]).

9.2 Umsetzung der Stromrichtlinie 2003 in Deutschland

Die EU-Richtlinie von 2003 wurde in Deutschland erst im Juli 2005 in Form von Änderungen am Energiewirtschaftsgesetz sowie dem Erlass zahlreicher Verordnungen umgesetzt. Mit der Novellierung des EnWG endete in Deutschland das Experiment mit dem verhandelten Netzzugang, und es wurde gemäß der Richtlinie ein regulierter Netzzugang umgesetzt. Mit den in der Richtlinie geforderten Regulierungsaufgaben wurde die Regulierungsbehörde für Telekommunikation und Post (RegTP) beauftragt, da dort bereits regulatorisches Know-How vorhanden war. Die Behörde wurde entsprechend des gewachsenen Aufgabenbereichs in Bundesnetzagentur umbenannt.

Da ein Konzept für eine Anreizregulierung erst entwickelt werden musste, erfolgte die Regulierung der Netzentgelte für die Jahre 2006 bis 2008 zunächst auf Basis einer ex-ante Kostenregulierung ([28], S. 253 f.).

9.3 Umsetzung der Entflechtung in Deutschland

Das EnWG 1998 enthielt in § 9 die in der Stromrichtlinie geforderten Regelungen zur buchhalterischen Entflechtung. Zusätzlich waren die Übertragungsnetze wie von der Stromrichtlinie vorgesehen als eigene Abteilung zu führen. Für die zum Alleinabnehmermodell optierenden Unternehmen existierte eine besondere Regelung in § 7 Abs. 4 EnWG, mit der durch verwaltungstechnische Trennung zwischen dem Alleinabnehmer und seinem Netzbetrieb ein unerwünschter Informationsaustausch verhindert werden sollte ([7], S. 78 f.). Im EnWG 2005 wurden die verschärften Entflechtungsanforderungen der Stromrichtlinie 2003 im wesentlichen 1:1 umgesetzt. Abweichungen zeigen sich lediglich im Detail.

Von der buchhalterischen Entflechtung sind in Deutschland reine Netzbetreiber-gesellschaften ausgenommen, da sie nicht vertikal integriert sind. Deutschland bleibt hier leicht hinter der Stromrichtlinie zurück ([36], S. 186). Andererseits ergeben sich leichte Verschärfungen der buchhalterischen Entflechtung, da in Deutschland die Gesellschaften verpflichtet sind, Geschäfte mit verbundenen Unternehmen grundsätzlich gesondert auszuweisen, grundsätzlich handelsrechtliche Vorschriften auch bei internen Tätigkeitsberichten zu beachten und immer die komplette Unternehmensgruppe in die buchhalterische Entflechtung einbeziehen müssen ([36], S. 204).

Im Bereich der operationellen Entflechtung ging Deutschland leicht über die Anforderungen der Stromrichtlinie hinaus: Der Wortlaut der Artikel 10 Abs. 2 und 15 Abs. 2 der Stromrichtlinie 2003 („für die Leitung zuständige Personen“) würde personell sehr schlanke Netzbetreiber zulassen, deren einziger Angestellter der Geschäftsführer als Person mit Leitungsbefugnis wäre. Eine solche Gesellschaft müsste alle anderen Leistungen fremdbeziehen. Dabei wäre es auch möglich, die Entscheidungsbefugnisse in untergeordneten Abteilungen gewissermaßen auszulagern und so die Entflechtung zu unterlaufen. Um diese Konstruktion zu verhindern legt in Deutschland § 8 Abs. 2 EnWG 2005 fest, dass neben der Geschäftsführung auch Personen mit Befugnis zu Letztentscheidungen in Bereichen mit Diskriminierungspotenzial beim Netzbetreiber selbst beschäftigt sein müssen ([37], S. 116 ff.).

Bei der gesellschaftsrechtlichen Entflechtung wäre im deutschen Rechtsrahmen aus regulatorischer Sicht die Ausgestaltung der Netzbetriebsgesellschaft als Aktiengesellschaft wünschenswert ([38], S. 44). Bei GmbHs unterliegt der Geschäftsführer den Weisungen der Gesellschafter. Der Anspruch auf Auskunfts- und Einsichtsrechte des Gesellschafter aus § 51a GmbHG steht mit der informatorischen Entflechtung im Konflikt, wenn der Gesellschafter in einem Wettbewerbsbereich tätig ist ([36], S. 223 ff.). Dieser Konflikt kann jedoch durch einzelvertragliche Regelung so aufgelöst werden, dass sowohl den Vorschriften des GmbHG als auch des EnWG entsprochen werden kann ([36], S. 261 f.). Demgegenüber ist der Vorstand einer Aktiengesellschaft nach § 76 Aktiengesetz von vornherein weisungsungebunden ([36], S. 260). Sowohl bei AGs als auch GmbHs müssen aber Maßnahmen ergriffen werden um zu verhindern, dass die Abberufungsmöglichkeit des Vorstands bzw. Geschäftsführers als Druckmittel benutzt werden kann. Dies kann

beispielsweise dadurch geschehen, dass festgeschrieben wird, dass die Geschäftsführung nur aus wichtigem Grund abberufen werden kann, und keinesfalls wegen Entflechtungskonformem Verhalten ([4], S. 128 u. 135 f.).

Das EnWG enthält keine Festlegung auf eine bestimmte Rechtsform, sogar Personengesellschaften sind als Netzbetreiber möglich ([36], S. 242).

9.4 Das deutsche System der Anreizregulierung

Nachdem die Bundesnetzagentur im Zuge der EnWG-Novelle 2005 die Regulierungsaufgaben übernahm, benötigte sie zunächst Zeit, um ein Anreizregulierungsmodell zu entwickeln. Die Anreizregulierungsverordnung (ARegV) wurde am 29.10.2007 erlassen. Die erste Regulierungsperiode begann am 1. Januar 2009.

Die deutsche Anreizregulierung ist im Kern eine Revenue-Cap-Regulierung. Die Formel zur Bestimmung der Erlösobergrenze ist in Anlage 1 der Anreizregulierungsverordnung enthalten und lautet wie folgt:

$$EO_t = KA_{dnb,t} + (KA_{vnb,0} + (1 - V_t) \cdot KA_{b,0}) \cdot \left(\frac{VPI_t}{VPI_0} - PF_t \right) \cdot EF_t + Q_t + S_t$$

Dabei ist:

EO_t die Erlösobergrenze aus Netzentgelten im Jahr t

$KA_{dnb,t}$ der dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteil des Jahres t. Zu diesem Kostenblock zählen beispielsweise Kosten höherer Netzebenen, Konzessionsabgaben, Steuern, EEG- und KWKG-Verpflichtungen sowie weitere in § 11 Abs. 2 ARegV genannte Kosten und Erträge (diese sind hier kostenmindernd anzusetzen. Dies betrifft beispielsweise Baukostenzuschüsse).

$KA_{vnb,0}$ der vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteil im Jahr vor Beginn der Anreizregulierung.

$KA_{b,0}$ der beeinflussbare Kostenanteil im Jahr vor Beginn der Anreizregulierung.

V_t ein Verteilungsfaktor, der innerhalb einer Regulierungsperiode pro Jahr ansteigt und so einen Anreiz setzt, die beeinflussbaren Kosten abzubauen.

$\frac{VPI_t}{VPI_0} - PF_t$ ein Inflationsausgleich, berechnet als Anstieg des Verbraucherpreisgesamtindex gegenüber dem Basisjahr abzüglich des Produktivitätsfortschritts im Jahr t. PF beträgt in der ersten Regulierungsperiode 1,25 % und in der zweiten Periode 1,5 %.

EF_t ein Erweiterungsfaktor, durch den bei Netzerweiterungen dem Netzbetreiber höhere Erlöse zugestanden werden.

Q_t ein Qualitätselement, mit dem zukünftig die Versorgungssicherheit in die Formel einbezogen werden soll. Dieses Qualitätselement ist derzeit noch ungenutzt.

S_t ein Fünftel des Saldos des Regulierungskontos (siehe unten)

Nach Abzug der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten von den Gesamtkosten wird der verbleibende Kostenblock mit Hilfe eines Effizienzvergleichs auf die vorübergehend nicht beeinflussbaren Kosten und die beeinflussbaren Kosten aufgeteilt. Um Effizienzwerte zu erhalten, werden Verhältnisse zwischen Kosten und Leistungen (z.B. Zahl der Kunden, die verteilte Energiemenge oder die Leitungslänge) ermittelt und durch Regressionsanalysen oder Data-Envelopment-Analysen mit anderen Netzbetreibern verglichen ([39], S. 1032 f.). Der im Vergleich am effizientesten arbeitende Netzbetreiber erhält einen Effizienzwert von 100 % zugewiesen. Damit hat er keine beeinflussbaren Kosten. Ein Netzbetreiber, der nur einen Effizienzwert von 90 % erreicht, bekommt 90 % seines verbleibenden Kostenblocks als vorübergehend nicht beeinflussbar angerechnet. 10 % seiner Kosten gelten als beeinflussbar und sind Ausdruck der Ineffizienz. Der mit den Jahren ansteigende Verteilungsfaktor setzt einen Anreiz, die beeinflussbaren Kosten abzubauen, da eine Beibehaltung dieser Kosten zunehmend weniger zu einer Erhöhung der Erlösobergrenze führt.

Das Regulierungskonto dient dem zeitlichen Ausgleich von Mehr- bzw. Mindererlösen. Diese Abweichungen ergeben sich zwangsläufig, da die Erlösobergrenzenregulierung wie auch die Preisobergrenzenregulierung Prognosen über die zu erwartenden Mengen erfordert. Während der fünfjährigen Dauer einer Regulierungsperiode werden jährlich die Mehr- oder Mindererlöse auf das Regulierungskonto gebucht. In der folgenden Fünfjahresperiode wird der Altsaldo durch Anpassung der Erlösobergrenze ausgeglichen (in Form von Abschlägen bei Mehrerlösen und Zuschlägen bei Mindererlösen). Wenn die Prognose allerdings sehr schlecht war und die tatsächlichen Erlöse in einem Jahr die Erlösobergrenze um mehr als 5 % überschreiten, so muss der Netzbetreiber seine Entgelte anpassen. Auf diese Weise wird unerwünschtes strategisches Verhalten der Netzbetreiber verhindert. Diese könnten versuchen, die Absatzprognosen absichtlich niedrig anzusetzen und die Preise hochzuhalten ([39], S. 1034).

9.5 Umsetzung des Wettbewerbs um Netze in Deutschland

In § 6 des Energiewirtschaftsgesetzes von 1935 wurde den Gemeinden eine allgemeine Anschluss- und Versorgungspflicht für Strom auferlegt ([16], S. 98). Die Gemeinden konnten diese Aufgabe entweder selbst wahrnehmen (durch ihre Stadtwerke) oder an einen daran interessierten Dritten übertragen. In beiden Fällen wurde zwischen dem Aufgabenträger und der Gemeinde ein so genannter Konzessionsvertrag geschlossen, der dem Aufgabenträger die Nutzung der öffentlichen Verkehrswege zur Verlegung und Betrieb von Stromleitungen gestattete. Für dieses Recht zur Wegennutzung zahlte er eine Konzessionsabgabe. Der Aufgabenträger ließ sich typischerweise in einer Ausschließlichkeitsklausel garantieren, dass er allein im Gemeindegebiet Leitungen verlegen und Strom liefern dürfe. Dafür traf ihn allerdings auch die allgemeine Anschluss- und Versorgungspflicht im Gemeindegebiet.

Konzessionsverträge hatten meist sehr lange Laufzeiten. Durch eine Änderung im Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB) wurde 1980 die Laufzeit von Konzessionsverträgen auf maximal 20 Jahre begrenzt. Am Ende eines Konzessionsvertrages hatte die Gemeinde die Wahl, diesen entweder zu verlängern, ein anderes Energieversorgungsunternehmen zu konzessionieren oder mit eigenen Stadtwerken die Versorgung zu übernehmen. Das System der Konzessionsverträge stellt eine deutsche

Besonderheit dar, die in anderen europäischen Ländern nicht existiert ([40], S. 65). In Deutschland bestand somit schon viele Jahre vor der Liberalisierung des Strommarkts ein gewisser Wettbewerb um Versorgungsgebiete. In der Praxis war dieser Wettbewerb jedoch durch die Struktur der privaten Energiewirtschaft mit großen Verbundunternehmen meist sehr begrenzt:

“Jede Gemeinde, die kein eigenes EVU betrieb, sah sich einem einzigen seine Versorgungsdienste anbietenden EVU gegenüber” ([16], S. 101).

Das System der Konzessionsverträge und damit der Wettbewerb um Netze wurde mit einigen Änderungen auch nach der Liberalisierung des deutschen Strommarkts beibehalten. Ausschließlichkeitsklauseln sind nicht mehr zulässig. Gemäß § 13 Abs. 1 EnWG 1998 ([41]) müssen die Gemeinden ihre Verkehrswege diskriminierungsfrei durch Vertrag für Verlegung und Betrieb von Leitungen zur Verfügung stellen. Die Regelungen in diesem Absatz decken in der Praxis den vereinzelt Bau von konkurrierenden Direktleitungen ab. Auf Grund des natürlichen Monopols im Netzbereich kann allerdings angenommen werden, dass es weiterhin nur ein einziges großes Netz in einem Gemeindegebiet gibt, das allenfalls in geringem Maße durch Direktleitungen anderer Netzbetreiber ergänzt wird. Der Bau und Betrieb von Netzen zur Versorgung in einem ganzen Gebiet ist in § 13 Abs. 2 in Verbindung mit § 10 geregelt. Den Betreiber eines solchen Netzes trifft eine allgemeine Anschluss- und Versorgungspflicht, den Betreiber von einzelnen Direktleitungen jedoch nicht ([40], S. 77).

Wenn nach Ende eines Konzessionsvertrags ein anderer Netzbetreiber konzessioniert wird, so ist das Netz „dem neuen Energieversorgungsunternehmen gegen Zahlung einer wirtschaftlich angemessenen Vergütung zu überlassen“ (§ 46 Abs. 2 EnWG).

Die Höhe der wirtschaftlich angemessenen Vergütung ist ein kritischer Punkt. Bei einer zu hohen Kaufpreisforderung könnte der Fall eintreten, dass der neue Betreiber das Netz nicht übernehmen möchte, obwohl er konzessioniert ist. Der alte Netzbetreiber könnte so die Neukonzessionierung unterlaufen. In der Vergangenheit gingen Netze in Deutschland häufig zum so genannten Sachzeitwert über. Dieser berechnet sich aus den Herstellungskosten der Anlagen zum Zeitpunkt der Übergabe abzüglich fiktiver Abschreibungen entsprechend der bisherigen Nutzungsdauer sowie eventuellen Abzügen auf Grund des vorgefundenen tatsächlichen Erhaltungszustands. Der Sachzeitwert ist damit dem Wesen nach ein

Wiederbeschaffungswert. Dieser konnte im Einzelfall so hoch ausfallen, dass die Übernahme des Netzes unattraktiv wurde ([16], S. 102 f.). Schließlich entschied der Bundesgerichtshof, dass ein Übergang von Netzen nicht durch prohibitiv hohe Kaufpreise verhindert werden dürfe ([42]). Als Obergrenze für einen wirtschaftlich vertretbaren Kaufpreis gilt seitdem der Ertragswert der zu übertragenden Vermögensgegenstände. Dieser ist der Barwert der künftig nachhaltig aus dem Netzbetrieb erzielbaren Überschüsse. Er muss mit Hilfe von Methoden zur Unternehmensbewertung ermittelt werden.¹

9.6 Abnahmeverpflichtungen aus EEG und KWKG

Durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) wird in Deutschland die Energieerzeugung aus erneuerbaren Quellen gefördert. Als Fördermethode wählte Deutschland eine Einspeisevergütung mit festen Preisen. Netzbetreiber müssen den von EEG-Einspeisern erzeugten Strom abnehmen und an die Übertragungsnetzbetreiber weitergeben. Zwischen den Übertragungsnetzbetreibern findet ein Ausgleich von Strom- und Zahlungsflüssen statt (geregelt in den §§ 34-39 EEG). So muss beispielsweise RWE Transportnetz Strom ca. 36 % des deutschen EEG-Stroms aufnehmen und entsprechend die anfallenden Mehr- oder Mindermengen mit den drei anderen deutschen ÜNB ausgleichen (Horizontalausgleich) ([44]). Die Stromlieferanten der Letztverbraucher sind verpflichtet, dem für sie zuständigen Übertragungsnetzbetreiber den anteiligen EEG-Strom abzunehmen. Insoweit muss der Stromlieferant also weniger Strom aus konventionellen Quellen zukaufen. Die Mehrkosten des EEG-Stroms kann er entweder selber tragen oder auf seine Kunden überwälzen.

Eine ähnliche Regelung sieht das Gesetz zur Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung (KWKG) vor. Allerdings ist die Vergütung des KWK-Stroms als Bonussystem ausgestaltet. Netzbetreiber sind verpflichtet, den KWK-Strom abzunehmen und vergüten dem Erzeuger den Großhandelspreis zuzüglich eines KWK-Aufschlags. Anders als beim EEG wird der KWK-Strom allerdings nicht bis zu den Lieferanten der Letztverbraucher durchgebucht, sondern der Netzbetreiber kann ihn wahlweise für eigene Zwecke verwenden (z.B. als Ausgleich für Verlustenergie) oder verkaufen. Lediglich die durch die Förderung des KWK-Stroms bedingten Zahlungsströme werden wie beim EEG zu den Übertragungsnetzbetreibern weitergereicht und dort ausgeglichen. Letztlich werden die

¹ Einen Überblick über die Verfahren, mit konkretem Bezug auf Energieversorgungsnetze gibt [43]

Kosten der KWK-Förderung durch ein erhöhtes Netznutzungsentgelt anteilig auf alle Letztverbraucher überwältigt ([40], S. 80).

9.7 Der deutsche Markt für Systemdienstleistungen

Bei der Analyse des deutschen Regelenergiemarkts ist zu berücksichtigen, dass in Deutschland anders als in den allermeisten anderen europäischen Ländern keine landesweite Regelzone existiert. Das deutsche Übertragungsnetz ist noch immer in vier Regelzonen unterteilt, die von RWE, Vattenfall, EnBW und Transpower (ehemals E.On) betrieben werden. Eine unerwünschte Nebenwirkung dieser Teilung ist das häufige Gegeneinander-Regeln dieser vier Regelzonen: Dinand und Reuter beschreiben beispielsweise ein Szenario, bei dem E.On EEG-Strom ins Netz der EnBW transportiert, um den Horizontalausgleich sicherzustellen, während E.On gleichzeitig den nun im eigenen Netz fehlenden Strom durch positive Regelenergie ausgleichen muss und EnBW negative Regelenergie anfordern muss ([10], S. 74). Die Regelenergiekosten in Deutschland sind damit höher als unbedingt notwendig.

“Erste Erkenntnisse zeigen, dass durch die Vermeidung des Gegeneinander-Regelns jährlich Kosten in durchaus dreistelliger Millionenhöhe eingespart werden können” ([45]).

Im Juli 2008 leitete die Bundesnetzagentur ein Verfahren ein, in dem erwogen werden soll, ob – bei Beibehaltung der vier Regelzonen – ein übergeordneter Regler das Gegeneinander-Regeln verhindern soll. Am 17. Dezember 2008 haben E.On, EnBW und Vattenfall untereinander einen solchen Regler auf freiwilliger Basis in Betrieb genommen.

Um weitere Synergien im Übertragungsnetzbereich zu heben wird darüber nachgedacht, die vier Regelzonen zu einer einheitlichen Zone zusammenzufassen. Neben dem Wegfall der Gegeneinander-Regelung dürften sich Lastschwankungen allgemein besser ausgleichen, so dass der Bedarf an Regelenergie weiter sinkt. In Deutschland könnten drei Netzleitstellen eingespart werden und der EEG-Horizontalausgleich, welcher Bürokratie und unnötige physische Stromtransporte beinhaltet, könnte ersatzlos entfallen ([10], S. 72 ff.).

Der Markt für Regelenergie wurde in Deutschland erst auf Druck des Bundeskartellamts für den Wettbewerb geöffnet ([46], S. 80). Seitdem beschafften die ÜNB die Regelenergie im Wege von Ausschreibungen. Das Ausschreibungssystem wurde u.a. von der Monopolkommission kritisiert, da die ÜNB die Ausschreibungskriterien nach eigenem Ermessen festlegen konnten und die Bedingungen auf den Kraftwerksbetreiber im eigenen Konzern zuschneiden konnten ([46], S. 83).

Mit dem Erlass der Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) wurde im Juli 2005 auch der Markt für Regelenergie auf eine neue gesetzliche Grundlage gestellt. Seitdem sind die vier ÜNB verpflichtet, den überwiegenden Teil der benötigten Regelleistung über eine gemeinsame Internetauktion auszuschreiben (§6 StromNZV). Damit einher ging eine Vereinheitlichung der Ausschreibungsbedingungen. Die vorher als teilweise zu hoch angesehenen technischen Anforderungen an die Erbringer der Regelenergie sind dabei gesenkt worden, so dass der Markt auch für kleinere Anbieter zugänglich wurde. So können heute schon Anlagen mit einem Regelband von 10 Megawatt an der Sekundärregelung teilnehmen, während die Untergrenze beispielsweise in den alten Bedingungen von Vattenfall noch bei 20 MW lag. International sind allerdings teilweise noch kleinere Anbieter zugelassen, so zum Beispiel in der Schweiz ab 5 MW.

9.8 Engpassmanagement in Deutschland

Die Regelungen zum Engpassmanagement ergeben sich aus § 13 EnWG und § 15 StromNZV. Danach sind Netzbetreiber verpflichtet, das Entstehen von Engpässen vorbeugend durch netzbezogene und marktbezogene Maßnahmen zu verhindern. Sollte dennoch ein Engpass entstehen, so muss dieser bewirtschaftet werden, d.h. die zur Verfügung stehende Kapazität marktorientiert vergeben werden (zum Beispiel durch Auktionen). Als letztes Mittel bei einer akuten Gefährdung der Versorgungssicherheit des Übertragungsnetzes ist der Übertragungsnetzbetreiber berechtigt, in die von den Netznutzern vereinbarten Transaktionen einzugreifen und diese so anzupassen, dass ein sicherer Netzbetrieb wieder möglich ist (EnWG § 13 Abs. 2 ff.). Innerdeutsche Engpässe stellen derzeit noch kein vordringliches Problem dar. Vor dem Hintergrund des weiteren Ausbaus der Windkraft in Norddeutschland sowie des Baus neuer Großkraftwerke in West- und Süddeutschland als Ersatz für die wegfallende Kernenergie werden für die Zukunft allerdings

verstärkt Engpässe im Inland erwartet ([29], S. 81 f.; [31], S. 24–26). Die Bundesnetzagentur lässt daher mögliche präventive Verfahren prüfen ([30]).

Für nationale Engpässe besteht aus den genannten Gründen derzeit nur ein kuratives Engpassmanagement in Form eines kostenbasierten Redispatching ([30], S. 4 f.). Bei dessen Anwendung muss der ÜNB Vorrangregelungen beachten, die sich aus dem EEG, KWKG und der Kraftwerks-Netzanschlussverordnung ergeben. Stromeinspeisungen nach EEG oder KWKG genießen bei Engpässen einen grundsätzlichen Vorrang, für die Restkapazität genießen Einspeisungen nach der KraftNAV Vorrang, bei denen das Kraftwerk nicht älter als 10 Jahre ist und nicht mehr als 50 % der Engpasskapazität in Anspruch nimmt. Durch diese Regelung sollen umweltfreundliche Kraftwerksneubauten gefördert werden, weil davon ausgegangen wird, dass Altbauten sich die „besten Plätze“ im Netz mit der geringsten Engpassgefahr gesichert haben und so die die neuen Kraftwerke von Engpässen besonders betroffen wären ([29], S. 82).

Netzengpässe an den Grenzkuppelstellen mit dem Ausland werden gemäß den Vorgaben der Stromhandelsrichtlinie bewirtschaftet. Dabei kommen überwiegend explizite Auktionsverfahren zum Einsatz ([29], S. 77). Lediglich für zwei Leitungen zwischen Deutschland und Dänemark wurde seit 2007 versuchsweise ein Market Coupling durchgeführt, das inzwischen wieder ausgesetzt wurde, da unerwartete Preisdifferenzen auftraten, die aus einer unvollkommenen Modellierung des skandinavischen Teilmarkts resultierten ([47]).

9.9 Liberalisierung des Messwesens

Im EnWG 2005 wurde mit § 21b erstmals die Möglichkeit geschaffen, dass der Anschlussnehmer (= bei vermietetem Wohnraum der Vermieter) einen Messstellenbetreiber seiner Wahl mit dem Betrieb eines Stromzählers beauftragen kann. In der Novelle 2008 wurde diese Vorschrift dahingehend geändert, dass nun der Anschlussnutzer (= Mieter) über den Messstellenbetreiber bestimmen kann. Die technischen Mindestanforderungen an Zähler und Datenformate werden vom Netzbetreiber festgelegt. Sie müssen sachlich gerechtfertigt und nicht diskriminierend sein und unterliegen somit einer Überwachung durch die Bundesnetzagentur.

Ab 1. Januar 2010 ist bei Neubauten der Einsatz eines intelligenten Zählers verpflichtend, und Bestandskunden muss ein solcher Zähler alternativ angeboten werden.

10 Österreich

10.1 Besonderheiten der österreichischen Gesetzgebung

Die österreichische Verfassung sieht vor, dass im Bereich Elektrizität die Regelung von Grundsätzen Bundessache ist, während die Details der praktischen Umsetzung Sache der Bundesländer sind. Entsprechend wurde die EU-Stromrichtlinie 96/92/EG in Österreich durch ein Bundesgesetz mit dem Namen „Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz“ (EIWOG vom 18. August 1998) und pro Bundesland ein Landes-EIWOG umgesetzt ([48], S. 368).

Österreich wählte den regulierten Netzzugang. Die Aufgaben der Regulierungsbehörde wurden zunächst vom Wirtschaftsministerium wahrgenommen ([49] §§46-48). Dies war ausreichend, da der Strommarkt zunächst nur für Kunden mit mehreren Gigawattstunden Verbrauch pro Jahr geöffnet wurde (40 GWh ab 1999, 9 GWh ab 2003).

Das EIWOG wurde zum 1. Dezember 2000 novelliert. Der österreichische Strommarkt wurde nun doch ab dem 1. Oktober 2001 zu 100 % geöffnet. Mit dem neuen Gesetz wurden die Regulierungsaufgaben auf die Energie-Control GmbH (E-Control) und eine dreiköpfige Energie-Control Kommission übertragen. Die Ausgestaltung nachgeordneter Behörden als privatrechtliche Gesellschaft mit beschränkter Haftung ist eine österreichische Spezialität. Die E-Control GmbH ist zu 100 % im Besitz des Bundeswirtschaftsministeriums und ist nicht gewinnorientiert. Zahlreiche Genehmigungsbefugnisse, u.a. auch zu den Netznutzungsentgelten, obliegen nicht der E-Control GmbH, sondern der Energie-Control Kommission ([50]). Die E-Control GmbH hat die Aufgabe, dieses Gremium in seiner Tätigkeit zu unterstützen ([51]).

10.2 Österreichische Regulierungsformel

Zu Beginn der Liberalisierung wurde im österreichischen Netzbereich zunächst eine Kostenregulierung durchgeführt ([52], S. 11). Im Jahr 2006 erfolgte der Einstieg in eine Anreizregulierung auf Basis einer Preisobergrenzenfestlegung. Das Verfahren und die derzeit gültigen Preise sind in der Systemnutzungstarife-Verordnung (SNT-VO) niedergelegt. Die angewendete Regulierungsformel geht aus dem Verordnungstext nicht explizit hervor, wird aber von der E-Control in einem zur SNT-VO veröffentlichten Erläuterungsdokument hergeleitet. Für die folgenden Erläuterungen wird auf die Darstellung in [53], S. 23 zurückgegriffen. Die Formel lautet:

$$K_{t+1} = K_t \cdot (1 - KA) \cdot (1 + 0,5 DM) \cdot (1 + NPI)$$

Dabei ist:

K_{t+1} die genehmigten Kosten des Jahres t+1

K_t die genehmigten Kosten des Vorjahres. Ausgangspunkt waren die letzten genehmigten Kosten aus der Zeit der Kostenregulierung.

KA ein Kostenanpassungsfaktor. Dieser ist bei einem effizienten Netzbetreiber mindestens 1,95% (dies bildet den generellen Produktivitätsfortschritt ab) und kann bei ineffizienten Netzbetreibern auf bis zu 5,45 % steigen, um diese einem Rationalisierungsdruck auszusetzen.

$(1 + 0,5 DM)$ ein Mengenanpassungsfaktor (DM ist eine erlösgewichtete Mengensteigerung). Gemäß §16 Abs. 5 SNT-VO sollen Mengensteigerungen sich nur zu 50 % kostensteigernd auswirken. Damit wird der Kostenstruktur des Netzbetriebs (hohe Fixkosten, aber nur geringe variable Kosten) Rechnung getragen. Sollte es zu einem Rückgang der transportierten Strommengen kommen, so wird der Mengenanpassungsfaktor mit 1 festgelegt.

$(1+NPI)$ ein Inflationsausgleich, berechnet auf Basis eines Netzbetreiberpreisindex, in den zu 30 % der Verbraucherpreisindex, zu 40 % der Tariflohnindex und zu 30 % der Baupreisindex eingehen.

Auf Basis der so ermittelten Kosten bestimmt die E-Control die Netznutzungsentgelte. Eine Qualitätsregulierung existiert derzeit noch nicht.

10.3 Entflechtung

In Österreich ist die Umsetzung der Vorgaben zur Entflechtung Voraussetzung zum Erhalt einer Konzession als Verteilnetzbetreiber. Diskriminierungen können somit vorbeugend verhindert werden ([4], S. 235).

Ähnlich wie Deutschland orientierte sich Österreich streng am Wortlaut der Stromrichtlinie 1996 und setzte diese nahezu 1:1 um.

Seit der Umsetzung der Stromrichtlinie 2003 besteht auch in Österreich eine Pflicht zur gesellschaftsrechtlichen Entflechtung aller Netzbetreiber. Bezüglich der Rechtsformwahl bestehen (mit Ausnahme der Gesellschaft bürgerlichen Rechts, die nicht zulässig ist) keine Einschränkungen. Das österreichische Aktiengesetz sieht wie auch das deutsche Gesetz eine wünschenswerte Weisungsunabhängigkeit des Vorstands einer Aktiengesellschaft vor ([4], S. 196, siehe auch Kapitel 9.3). Bei der auch in Österreich für die meisten Netzbetreiber gewählten Gesellschaftsform der GmbH bestehen Weisungsrechte der Gesellschafter, die ähnlich wie in Deutschland im Gesellschaftsvertrag beschränkt werden können ([4], S. 201). Auskunfts- und Einsichtsrechte der Gesellschafter wie im deutschen § 51a GmbHG, die einer Umsetzung der informatorischen Entflechtung entgegenstehen könnten, bestehen im österreichischen GmbH-Gesetz nicht ([4], S. 202).

Bei der personellen Entflechtung verzichtete Österreich anders als Deutschland auf eine gesetzliche Konkretisierung der Anforderungen an das Leitungspersonal und will sich stattdessen auf eine rechtlich nicht verbindliche Interpretationshilfe der EU-Kommission stützen ([4], S. 212).

Beim informatorischen Unbundling fällt auf, dass es bis heute keine Regelung gibt, die die Netzbetreiber zu der in der Stromrichtlinie geforderten diskriminierungsfreien Veröffentlichung bestimmter Netzinformationen zwingen würde. Da gleichwohl eine

Verpflichtung besteht, Geschäfts- und Betriebsgeheimnisse vertraulich zu behandeln, sieht das EIWOG de facto vor, solche Informationen diskriminierungsfrei geheimzuhalten ([4], S. 230 f.).

Eine Entbündelung des Messwesens vom Netzbetrieb findet derzeit noch nicht statt. Die E-Control beobachtet allerdings die diesbezügliche Entwicklung in anderen Ländern ([54], S. 16).

10.4 Systemdienstleistungen in Österreich

Das österreichische Übertragungsnetz wird derzeit ähnlich wie in Deutschland noch von mehreren Gesellschaften betrieben. In Tirol ist dies die Tiroler Wasserkraft AG (TIWAG), in Vorarlberg die VKW und im Rest des Landes die Austrian Power Grid (APG). Die VKW hat ihr Netz mit dem der deutschen EnBW gekoppelt und lässt die Frequenz- und Leistungsregelung von EnBW erbringen, was ihr nach § 22 Abs. 2 EIWOG erlaubt ist. Eine Zusammenlegung der drei Regelzonen zur Vermeidung unnötiger Kosten wird u.a. vom Wirtschaftsministerium und der E-Control angestrebt, stößt aber auf Widerstand in Tirol und Vorarlberg ([55]).

Eine Besonderheit des österreichischen Regelenergiemarkts ist, dass Kraftwerksbetreiber mit einem Kraftwerksportfolio von mehr als 5 Megawatt gemäß § 39 Abs. 2 EIWOG verpflichtet sind, die Kosten der Primärregelung zu tragen sowie eventuell die Primärregelung auch selbst zu erbringen, wenn eine diesbezügliche Ausschreibung des Regelzonenführers fehlschlagen sollte. Die Kosten der Primärregelung werden daher in Österreich nicht auf das Netznutzungsentgelt, sondern auf den Strompreis aufgeschlagen. In der Praxis finden sich aber im Rahmen der Ausschreibungen genügend Anbieter, die sich gegenüber dem Regelzonenführer zur bedarfsweisen Erbringung von Primärregelung verpflichten. Der Regelzonenführer verrechnet die Vergütung der Anbieter mit den anderen Kraftwerksbetreibern.

Die Beschaffung von Sekundär- und Minutenreserve (beide gemeinsam werden in Österreich als „Ausgleichsenergie“ bezeichnet) ist in Österreich nicht Aufgabe der Übertragungsnetzbetreiber, sondern obliegt so genannten Bilanzgruppenkoordinatoren ([56] § 22 Abs. 5). Landesweit gibt es zwei Bilanzgruppenkoordinatoren: Für die Regelzone der APG ist dies die Austria Power Clearing & Settlement AG (APCS) und für die Regelzonen

der TIWAG und der VKW die Ausgleichsenergie & Bilanzgruppen-Management AG (A&B). Aktionäre beider Gesellschaften sind Unternehmen der österreichischen Elektrizitätswirtschaft sowie Banken. Die Unabhängigkeit der Bilanzgruppenkoordinatoren soll durch das Verbot eines bestimmenden Einflusses durch Elektrizitätsunternehmen sichergestellt werden (§ 22 Abs. 3 EIWOG). Die Bilanzgruppenkoordinatoren holen über ein Auktionsverfahren Angebote für Ausgleichsenergie ein und rechnen die notwendige Ausgleichsenergie mit den verursachenden Bilanzgruppen ab.

Die Verlustenergie wird derzeit ähnlich wie in Deutschland von jedem Netzbetreiber selbstständig ausgeschrieben und beschafft. Die E-Control hat im April 2009 ein Diskussionspapier vorgelegt, in dem zwecks Hebung von Synergieeffekten eine gemeinsame Beschaffung dieser Energiemengen vorgeschlagen wird ([57], S. 3).

10.5 Förderung von Ökostrom und KWK

Erneuerbare Energien werden in Österreich seit 1998 durch eine Einspeisevergütung gefördert. Der jährliche Zubau wird durch Kontingente gedeckelt. Dabei steht ein Kontingent für Photovoltaik und ein Kontingent für alle sonstigen Ökostromanlagen zur Verfügung. Kleinwasserkraftwerke sind aus historischen Gründen in der österreichischen Gesetzgebung ein Spezialfall. Auf Grund der geografischen Voraussetzungen spielten große Wasserkraftwerke schon immer eine wichtige Rolle in der österreichischen Stromversorgung. Nur kleine Wasserkraftwerke wurden daher mit einem besonderen System gefördert ("Kleinwasserkraftzertifikate"). Diese Kraftwerke sind heute in die normale Ökostromgesetzgebung einbezogen.

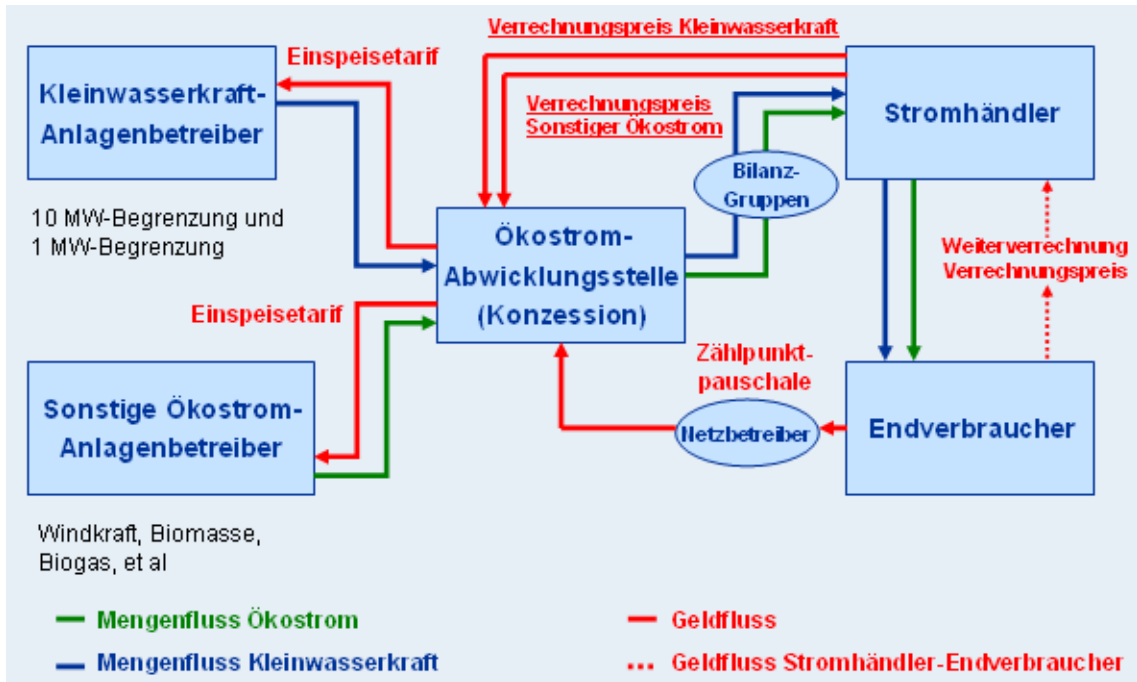


Abb. 2: Geld- und Stromflüsse der österreichischen Ökostromförderung

Quelle: [58]

Abbildung 2 zeigt die Strom- und entgegengesetzten Geldflüsse der Ökostromförderung. Ökostromerzeuger geben ihren Strom an die Ökostrom-Abwicklungsstelle ab und erhalten dafür die Einspeisevergütung. Seitens der Stromhändler besteht eine quotale Abnahmeverpflichtung entsprechend der monatlich an Endverbraucher gelieferten Gesamtstrommenge ([59], S. 47). Die Finanzierung der Einspeisevergütungen erfolgt einerseits durch einen von den Stromhändlern für den abgenommenen Ökostrom zu zahlenden Verrechnungspreis, der auf die Endverbraucher weitergewälzt wird, und andererseits durch eine jährliche Pauschale, die vom Endverbraucher pro Stromzähler zu entrichten ist. Die Höhe dieser Zählerpauschale ist je nach Netzebene gestaffelt und beträgt derzeit 15 € für einen Anschluss an Niederspannung. Bei Anschlüssen an Mittel- oder Hochspannung fällt sie höher aus ([60]).

Gemäß dem österreichischen Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz erfolgt eine Förderung von KWK-Anlagen durch Investitionszuschüsse (§ 7 KWK-G). Weiterhin existiert derzeit noch eine aus der Ökostrom-Zählerpauschale finanzierte Einspeisevergütung für Altanlagen,

die als Bonussystem ausgestaltet ist. Diese Förderung läuft ab Ende 2008 aus (§ 8 Abs. 10 KWK-G).

10.6 Engpassmanagement

Das österreichische Engpassmanagement hat seine Grundlage in § 22 Abs. 2 EIWOG. Gemäß dieser Vorschrift führen die Regelzonenführer bei nationalen Engpässen ein kostenbasiertes Redispatching durch. Die Kapazität der Kuppelstellen mit den Nachbarländern wird über explizite Auktionen vergeben ([22], S. 74).

10.7 Regelungen zum Stromimport aus Drittstaaten

Durch seine Lage an der damaligen EU-Außengrenze sah sich Österreich schon sehr früh dazu veranlasst, besondere Regelungen für Stromimporte aus Nicht-EU-Staaten (Drittstaaten) zu treffen. Ziel war es, den Import von Energie auszuschließen, die in Anlagen erzeugt wurde, die nicht den europäischen Sicherheits- und Umweltstandards entsprachen. Die Ausschlussgründe sind in § 13 EIWOG ([56]) aufgeführt und umfassen die Erzeugung in Anlagen, die nicht dem Stand der Technik entsprechen, mögliche Gefahren für Leben oder Gesundheit von in Österreich befindlichen Menschen, Tieren und Pflanzen oder eine nicht ordnungsgemäße Entsorgung der entstehenden Abfälle. § 13 EIWOG enthält heute nur noch die rechtliche Handhabe, einzelne Stromlieferungsverträge für unzulässig zu erklären. Ursprünglich war dieser Paragraph in seinen Sanktionsmöglichkeiten sehr viel weiter gefasst. Er ermächtigte die E-Control GmbH, durch Rechtsverordnung (die "Stromlieferungsvertragsverordnung") nicht nur einzelne Stromlieferungsverträge zu verbieten, sondern den Stromimport aus bestimmten Ländern komplett zu untersagen. Diese Regelung wurde durch die EU-Kommission gerügt und am 2. Oktober 2003 durch den österreichischen Verfassungsgerichtshof als verfassungswidrig aufgehoben, allerdings eher aus formalen Gründen: Nach Ansicht des Verfassungsgerichtshofs durfte eine solche generelle Einfuhrsperre nicht durch eine untergeordnete Behörde erlassen werden, sondern wäre wegen der möglichen Folgen für die Beziehungen Österreichs zu dem jeweiligen Drittstaat Sache des Bundes gewesen ([61]). Nach Aufhebung der Stromlieferungsvertragsverordnung

machte der Bund von dieser Befugnis aber keinen Gebrauch mehr und beließ es bei der möglichen Untersagung von einzelnen Verträgen ([62]).

11 Der Rechtsrahmen in Großbritannien

Die Liberalisierung des britischen Strommarkts begann bereits lange bevor diese durch die EU-Stromrichtlinie auch in den anderen EU-Staaten angestoßen wurde. 1990 konnten die ersten Großkunden ihren Energieversorger frei wählen, und 1998 wurde der Markt vollständig geöffnet ([6], S. 86).

Die Stromversorgung in Großbritannien war bis 1990 Aufgabe einer nationalen Behörde (Central Electricity Generating Board, CEGB) mit zwölf nachgeordneten Regionalversorgungsämtern (Area Distribution Boards) ([63], S. 259 f.; [10], S. 49). 1990 wurden diese Behörden privatisiert, das CEGB wurde dabei in vier Unternehmen aufgeteilt: Den Übertragungsnetzbetreiber NGC, zwei Betreiber konventioneller Kraftwerke und einen Betreiber der Atomkraftwerke. Da die NGC (National Grid Corporation) alleiniger Betreiber von Übertragungsnetzen war und nicht auf vor- und nachgelagerten Wertschöpfungsstufen tätig werden durfte, war das Übertragungsnetz somit ab 1990 von der restlichen Elektrizitätswirtschaft eigentumsrechtlich entflochten. Die ehemaligen Regionalversorgungsämter behielten ihr jeweiliges Verteilnetz, waren weiterhin in der Stromversorgung aktiv und konnten sich erstmals in der Stromerzeugung engagieren ([6], S. 86). Als Marktmodell für die Liberalisierung wählte man ein Pool-Modell: Als alleiniger Nachfrager trat ein von der NGC gemanagter Elektrizitätspool auf, der an jedem Tag die von den Energieversorgungsunternehmen gemeldete Strommenge von den Kraftwerksbetreibern einkaufte. Es wurde ein markträumender Preis bestimmt, der an alle Kraftwerksbetreiber gezahlt wurde. Der Erfolg des Pool-Modells war allerdings durchwachsen:

„Das Pool-Modell in Großbritannien erwies sich aber als sehr manipulationsanfällig, da die Strompreise auf Erzeugerseite bis 1994 kontinuierlich anstiegen, obwohl es keine entsprechende Erhöhung der Brennstoffkosten gegeben hatte. PowerGen und National Power verfügten über 80% der Erzeugungskapazitäten und damit über die meisten Mittellastkraftwerke, die an nahezu allen Tagen den Pool-Preis bestimmten. Durch die Anbieterkonzentration war das strategische Setzen von überhöhten Geboten bei gleichzeitiger Verknappung von Kraftwerkskapazitäten möglich“ ([10], S. 51).

Nachdem Änderungen der Pool-Regeln, eine Price-Cap-Regulierung der Erzeugerpreise und der Verkauf von Kraftwerken durch PowerGen und National Power nicht zu einem Sinken der im internationalen Vergleich hohen britischen Strom-Großhandelspreise führten, wurde der Pool im Jahr 2001 abgeschafft und durch ein Börsensystem ersetzt ([10], S. 51; [6], S. 101). Der britische Regulierer OFGEM (Office of Gas and Electricity Markets) nutzte bis 1994 eine kombinierte Price-Cap/Revenue-Cap-Regulierung. Diese führte zu umfangreichen Investitionen in das Netz, so dass sich die Versorgungsqualität verbesserte. Andererseits hatte die Regulierungsbehörde das Kostensenkungspotenzial unterschätzt, so dass sich hohe Unternehmensgewinne und stark steigende Vorstandsgehälter einstellten ([10], S. 52). Heute wird ein Erlösbergrenzen-Verfahren eingesetzt.

11.1 Britische Regulierungsformel

Die derzeit in Großbritannien verwendete Formel folgt einem anderen theoretischen Ansatz als die Formeln in Deutschland und Österreich. Letzteren liegt eine Gesamtkostenbetrachtung zugrunde. Kostensenkungsdruck wirkt dabei undifferenziert sowohl auf den operativen Geschäftsbetrieb als auch auf die Investitionstätigkeit. Dies liefert zwar einen zusätzlichen Anreiz zur Steigerung der Struktureffizienz des Netzes, begünstigt aber bei Abwesenheit einer wirksamen Qualitätsregulierung auch Substanzverzehr ([64], S. 25 f.).

In Großbritannien werden die Kosten dagegen in Operating Expenditures (OPEX) und Capital Expenditures (CAPEX) unterteilt. Sie können somit auch gesondert reguliert werden, und Anreize zur Unterlassung von Investitionen können vermieden werden. Durch die gesonderte Betrachtung der Kapitalkosten enthält das Modell allerdings Elemente der Renditeregulierung und handelt sich deren Probleme ein, darunter den Averch-Johnson-Effekt.

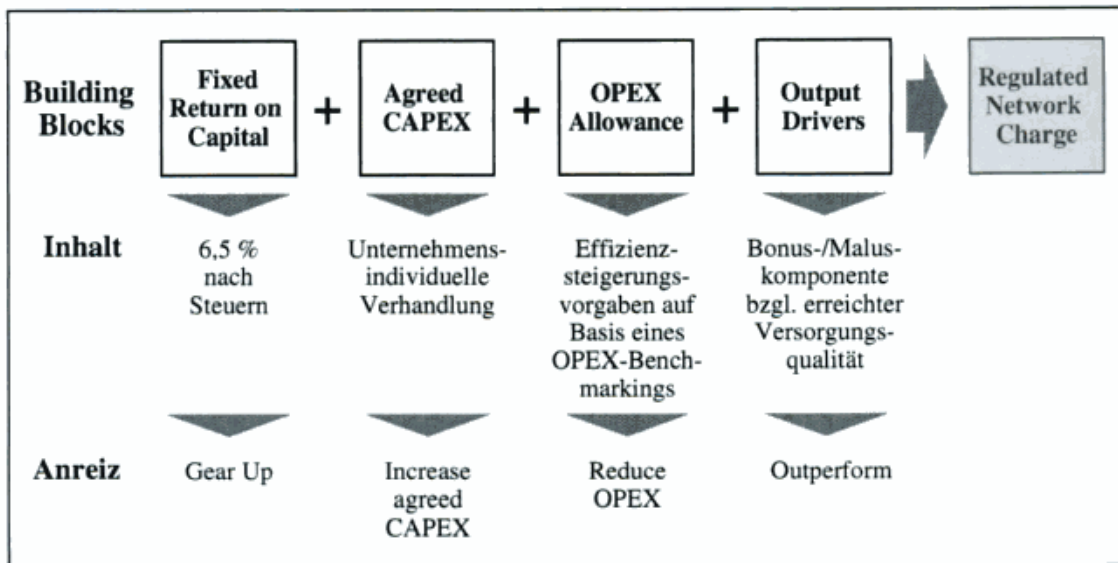


Abb. 3: Bestandteile der britischen Regulierungsformel

Quelle: [64], S. 24

Abb. 3 zeigt die Bausteine, die in die Berechnung der Erlösobergrenze und damit letztlich der Netzentgelte eingehen. Diese sind von links nach rechts: Eine feste Rendite auf das eingesetzte Kapital von 6,5 % nach Steuern, ein bei Erbringung bestimmter Gegenleistungen (z.B. Investitionen) zugestanderer Aufschlag auf die Kapitalrendite, ein Betriebskostenblock sowie Zuschläge oder Abzüge aus Qualitätselementen. Während Qualitätsregulierung in Deutschland und Österreich bislang nur in Form von Platzhaltern in den Regulierungsformeln vorgesehen ist, wird diese in Großbritannien bereits durchgeführt. Neben der in der Abb. 3 dargestellten Versorgungsqualität wird auch der Kundenservice in die Qualitätsregulierung mit einbezogen ([65]). Die Komponenten der Erlösobergrenze werden mit einem Verbraucherpreisindex (Retail Price Index, RPI) abzüglich eines Produktivitätsfortschritts (X) inflationsindexiert ([66], S. 71). Daher wird das Regulierungsmodell in Großbritannien auch RPI-X-Regulierung genannt.

11.2 Entflechtung

Mit der Schaffung der National Grid Corporation (NGC) wurde bereits 1990 de facto eine eigentumsrechtliche Entflechtung des Übertragungsnetzes vollzogen ([6], S. 105). Diese war

rechtlich unproblematisch, da auf Grund der vorher rein staatlichen Struktur des britischen Strommarkts nicht in Privateigentum eingegriffen werden musste.

Die privatisierten Regionalversorgungsämter blieben zunächst vertikal integriert. An sie wurde bis zum Jahr 2000 lediglich die Anforderung gestellt, sich buchhalterisch und informatorisch zu entflechten. Eine gesellschaftsrechtliche und operationelle Entflechtung wurde dagegen nur gefordert, wenn auch Erzeugungsaktivitäten nachgegangen wurde ([6], S. 86 u. 89).

Erst mit Inkrafttreten des Utilities Act, der einige Schwachstellen in der britischen Liberalisierung der Strom- und Gasmärkte beseitigte und die Gesetzgebung stärker den europarechtlichen Vorgaben anpasste, wurde im Jahr 2000 auch eine gesellschaftsrechtliche Trennung der Versorgungs- und Verteilnetzbetreiberaktivitäten obligatorisch ([6], S. 98 f.).

11.3 Förderung von erneuerbaren Energien und KWK

Die Förderung von Kraft-Wärme-Kopplung erfolgt in Großbritannien vor allem durch ein Paket von Steueranreizen ([67], S. 7).

Seit 1. April 2002 existiert in Großbritannien eine durch Zertifikathandel flankierte Quotenregelung zur Förderung der Nutzung erneuerbarer Energien ([5]). Rechtsgrundlage ist die Renewables Obligation Order 2002. Im derzeit laufenden Abrechnungsjahr sind die Energieversorger verpflichtet, 9,7 % der gelieferten Strommenge aus erneuerbaren Energien zu beziehen ([68] Schedule 1). Alternativ können sie diese Verpflichtung durch den Erwerb einer entsprechenden Menge von Renewables Obligation Certificates (ROC) oder durch Zahlung einer Buy-Out-Abgabe in Höhe von 3 Pence/kWh erfüllen. Durch die Möglichkeit, zur Zahlung der Buy-Out-Abgabe zu optieren wird der Marktpreis für Strom aus erneuerbaren Energien und Zertifikate nach oben begrenzt, und somit auch die von den Verbrauchern zu tragenden Kosten ([5], S. 194 f.).

Eine europaweit derzeit einzigartige Eigenschaft der ROCs ist die Möglichkeit, diese zu einem festen Kurs von 0,43 kg CO₂ je kWh gegen Emissionsrechte eintauschen zu können ([5], S. 193). Dadurch wird es beispielsweise möglich, dass britische Unternehmen ihrer Verpflichtung zum Erwerb von Emissionsrechten indirekt durch das Betreiben von Kraftwerken für erneuerbare Energien nachkommen.

11.4 Systemdienstleistungen

Die Verlustenergie wird in Großbritannien anders behandelt als in praktisch allen anderen Ländern der EU. Verlustenergie ist der Teil der Strommenge, die beim Transport auf Grund des elektrischen Widerstands zumeist in Form von Erwärmung der Leitungen und Betriebsmittel verloren geht. In anderen Ländern wird die Verlustenergie vom Netzbetreiber ausgeglichen, indem dieser dafür Energie am Markt einkauft. Die Kosten dafür legt er auf die Netznutzungsentgelte um. Ein Energieversorgungsunternehmen muss sich somit keine Gedanken um die Netzverluste machen und kann davon ausgehen, dass von einer eingekauften Energiemenge von beispielsweise 100 MWh auch 100 MWh beim Kunden ankommen. In Großbritannien wird die Verlustenergie nicht vom Netzbetreiber ausgeglichen, sondern muss als Mehrmenge durch das Energieversorgungsunternehmen eingekauft werden. ([10], S. 54; [69], S. 6).

Betreiber größerer Kraftwerke sind dazu verpflichtet, dem Übertragungsnetzbetreiber NGC Primärregelenergie zur Verfügung zu stellen, die ihnen kostenorientiert vergütet wird. Die weiteren Regelenergieprodukte werden von der NGC teilweise an einem in die Strombörse integrierten Markt abgerufen, teilweise sind sie Gegenstand bilateraler Verträge ([10], S. 56).

11.5 Messwesen

Großbritannien war einer der Vorreiter bei der Liberalisierung des Messwesens. Bereits im Jahr 2000 wurde eine entsprechende Regelung umgesetzt. Die Verteilnetzbetreiber sind zwar weiterhin Eigentümer der Messanlagen, jedoch liegt es im Ermessen des EVU, wer die Messdienstleistungen erbringt. Die Verteilnetzbetreiber dürfen auf diesem Dienstleistungsmarkt nicht tätig sein ([6], S. 101 f.).

11.6 Engpassmanagement

Seitdem im April 2005 das schottische Übertragungsnetz in das Netz von England und Wales eingegliedert wurde, besteht in Großbritannien ein struktureller Netzengpass an der Verbindungsstelle der beiden ehemaligen Teilnetze. Zur Engpassvermeidung wird zum Teil ein in den Regelenergiemarkt integrierter marktbasierter Redispatch genutzt. Weitere der

Engpassvermeidung dienende Regelenergie wird vom britischen Übertragungsnetzbetreiber über bilaterale Verträge kontrahiert ([30], S. 11 f.).

Um vorbeugend auf die Erzeugungsseite einwirken zu können, sind in Großbritannien auch Kraftwerksbetreiber zur Zahlung von Netznutzungsentgelten verpflichtet. Diese Entgelte enthalten eine Gebietskomponente und setzen so einen Anreiz, Kraftwerke nicht in engpassgefährdeten Gebieten zu betreiben ([70], S. 57).

12 Liberalisierung des Strommarkts in der Schweiz

Obwohl die Schweiz kein Mitglied der Europäischen Union ist, wurde es in der Schweizer Politik als wünschenswert angesehen, auch den schweizerischen Strommarkt in einer zur Europäischen Union vergleichbaren Art und Weise zu liberalisieren. Dies geschah nicht zuletzt angesichts der Tatsache, dass die Schweiz durch ihre geografische Lage ein wichtiges Transitland für innereuropäische Stromtransporte ist ([71], S. 457). Ein erster Anlauf zur Öffnung des Marktes wurde mit dem Elektrizitätsmarktgesetz (EMG) vom 15. Dezember 2000 gestartet. Dieses Gesetz hätte einen regulierten Netzzugang und die Schaffung eines zentralen Netzbetreibers für das Übertragungsnetz gebracht. Die Marktöffnung sollte stufenweise ab dem Jahr 2003 erfolgen. Etwa im Jahr 2009 wäre der Markt zu 100 % offen gewesen ([71], S. 472–481). Das EMG trat nicht in Kraft, nachdem es in einer Volksabstimmung am 22. September 2002 mit knapper Mehrheit abgelehnt wurde.

Aber auch ohne diese rechtliche Grundlage eines liberalisierten Marktes gelang es einigen Großabnehmern in der Schweiz, ein Anrecht auf Stromlieferung von Energieversorgern, die nicht mit dem Netzbetreiber identisch waren, im Wege des Kartellrechts durchzusetzen ([71], S. 457). Schließlich wurde der kartellrechtliche Anspruch auf Netznutzung durch Dritte sogar vom höchsten Schweizer Gericht anerkannt ([72]). Eine gesetzliche Regelung der dadurch bestehenden de-facto-Marktöffnung war somit unumgänglich. Weitere Impulse zur Wiederaufnahme der Liberalisierung waren zwischenzeitlich von der Elektrizitätswirtschaft selbst ausgegangen. So hatten die Schweizer Übertragungsnetzbetreiber auf freiwilliger Basis den vom EMG vorgesehenen zentralen Netzbetreiber gegründet, die Swissgrid ([73]). Swissgrid übernimmt nur die Betriebsführung des Übertragungsnetzes, während das Eigentum an diesen Netzteilen bei den Alteigentümern verbleibt. Bis 2013 soll allerdings das

Eigentum auch an die Swissgrid übergehen, und somit eine vollständige eigentumsrechtliche Entflechtung des Übertragungsnetzes vollzogen werden. ([74]).

Durch das neue Stromversorgungsgesetz (StromVG) wurde mit der Öffnung des Schweizer Marktes am 1.1.2009 begonnen. Gegenüber dem EMG wurden Änderungen vor allem im Bereich der Regelungen zu Grundversorgung und Versorgungssicherheit vorgenommen, die sich bei Analysen als der Hauptgrund für das Nein zum EMG herausgestellt hatten ([75], S. 61). Die vollständige Marktöffnung wird jetzt für das Jahr 2013 angestrebt.

Auch in der Schweiz wird ein regulierter Netzzugang umgesetzt. Swissgrid und die schweizerischen Verteilnetzbetreiber werden durch die Eidgenössische Elektrizitätskommission (ElCom) reguliert. Eine Anreizregulierung existiert derzeit nicht ([64], S. 19). Stattdessen werden die Netznutzungsentgelte von der ElCom auf Basis einer Kostenregulierung überwiegend ex-post genehmigt. Die Berechnungsgrundlagen dazu sind in der Stromversorgungsverordnung (StromVV) sowie in §§ 14 ff. StromVG niedergelegt. ElCom kann rückwirkend eine Senkung überhöhter Netzentgelte verlangen und geplante Erhöhungen untersagen. In der Praxis zeigten sich bereits die charakteristischen Nachteile der Kostenregulierung in Form fehlender Kostensenkungsanreize und Preiserhöhungen. Als Sofortmaßnahme traten im Dezember 2008 deshalb Änderungen an der StromVV in Kraft ([75], S. 70 f.).

Die derzeitigen Bestimmungen zur Entflechtung ähneln der österreichischen Regelung vor Umsetzung der Stromrichtlinie 2003: Art. 10 StromVG fordert eine buchhalterische und informatorische Entflechtung. Ferner enthält er die Bestimmung, dass die Unabhängigkeit des Netzbetriebs sicherzustellen ist. Dies stellt eine wenig konkrete Forderung nach einer operationellen Entflechtung dar.

Zusammen mit dem Strommarkt wurde auch die schweizerische Förderung erneuerbarer Energien reformiert. Die Schweiz verwendet heute das Modell der Einspeisevergütung (genannt „Kostendeckende Einspeisevergütung“, KEV). Die KEV wird durch einen Zuschlag auf das Netznutzungsentgelt der Übertragungsebene finanziert und von dort auf die Endkunden, nicht aber die Stromerzeuger weitergewälzt ([76], S. 7). Anders als bei der

deutschen Regelung ist in der Schweiz der jährliche Zubau neuer EE-Erzeugungsanlagen gedeckelt. Um nicht zu einer Monokultur bestimmter Erzeugungstechnologien zu gelangen, ist der Gesamtdeckel in mehrere technologiespezifische Teildeckel unterteilt. Sobald eine Anlage einmal in das Programm aufgenommen ist, erhält sie für 20-25 Jahre die bei der Inbetriebnahme gültige Höhe der Einspeisevergütung ([76], S. 2 f.). Da Wartelisten wegen ausgeschöpfter Teil- und Gesamtdeckel inzwischen die Regel sind, wird derzeit diskutiert, die Deckel entweder anzuheben oder ganz abzuschaffen ([77]). Die Aufnahme in das KEV-Programm ist aber keine zwingende Voraussetzung dafür, in der Schweiz eine EE-Erzeugungsanlage errichten zu dürfen. Es besteht die Möglichkeit, den erzeugten Strom am freien Ökostrommarkt zu den dort üblichen Preisen zu verkaufen ([76], S. 5).

Kraft-Wärme-Kopplung wird in der Schweiz nur zusammen mit erneuerbaren Energien gefördert. Eine KWK-Anlage auf Kohlebasis ist also anders als in Deutschland nicht förderfähig. Ausnahme ist die Verbrennung von Siedlungsabfällen in KWK-Anlagen. Abfall ist keine erneuerbare Energie, seine Nutzung in der Kraft-Wärme-Kopplung ist aber in der Schweiz gemäß der Energieverordnung förderfähig.

Die Systemdienstleistungen Regel-, Verlust- und Blindenergie sowie Schwarzstartfähigkeit werden von Swissgrid monatlich in Leistungsbändern ab 1 Megawatt aufwärts über eine internetbasierte Auktionsplattform ausgeschrieben ([78], S. 19 ff.). Die Verlustenergie der Verteilnetze wird von den VNB selbstständig beschafft.

Um die auf den Verbindungsleitungen mit dem Ausland regelmäßig auftretenden Engpässe zu bewirtschaften führt Swissgrid gemeinsam mit den ÜNB der Nachbarländer explizite Auktionen durch. Bei akuten Engpässen innerhalb der Schweiz ist Swissgrid befugt, Redispatching vorzunehmen ([78], S. 60).

Zähl- und Messwesen liegen in der Schweiz weiter in der Hand des Netzbetreibers. Eine Liberalisierung dieses Marktes ist derzeit nicht geplant. Intelligente Stromzähler können laut dem derzeit gültigen Metering Code auf Wunsch des Kunden installiert werden, allerdings gehen die Kosten dafür zulasten des Kunden ([79], S. 10).

13 Zusammenfassung

Tabelle 2 fasst die aufgezeigten Unterschiede im Markt- und Rechtsrahmen der betrachteten Länder in Kurzform zusammen. Dabei werden nur die gegenwärtig gültigen Regelungen betrachtet. Regelungen, die inzwischen in allen betrachteten Ländern einheitlich sind, wurden ebenfalls nicht aufgenommen. Dies betrifft beispielsweise den regulierten Netzzugang, der inzwischen in allen untersuchten Ländern als Netzzugangsmodell umgesetzt wurde.

	Deutschland	Österreich	Schweiz	Großbritannien
Regulierungsmodell	Erlösobergrenze, Benchmarking, Gesamtkostenmodell	Preisobergrenze, Benchmarking, Gesamtkostenmodell	Kostenregulierung	Erlösobergrenze, Benchmarking, Building-Block-Modell
Unbundling der ÜNB	gesellschaftsrechtlich	gesellschaftsrechtlich	eigentumsrechtlich	eigentumsrechtlich
Unbundling der VNB	gesellschaftsrechtlich	gesellschaftsrechtlich	buchhalterisch	gesellschaftsrechtlich
Fördermodell EE	Einspeisevergütung	Einspeisevergütung, Zubau gedeckelt	Einspeisevergütung, Zubau gedeckelt	Quotenregelung mit Zertifikathandel
Fördermodell KWK	Bonussystem	Investitionszuschuss, Bonussystem (auslaufend)	Einspeisevergütung, Zubau gedeckelt	Steueranreize
Wettbewerb um Netze	ja	nein	nein	nein
Besondere Regelungen zu Stromimporten aus Drittstaaten	nein	ja	nein	nein
Marktorganisation Regenergie	Gemeinsame Ausschreibung durch ÜNB	Ausschreibung durch Bilanzgruppenkoordinatoren	Ausschreibung durch zentralen ÜNB	Mischsystem aus offenem Markt und bilateralen Verträgen
Beschaffung der Verlustenergie	Durch Netzbetreiber	Durch Netzbetreiber	Durch Netzbetreiber	Durch EVU
Entbündelung von Messdienstleistungen	ja	nein	nein	ja
Management nationaler Engpässe	Kostenbasiertes Redispatching	Kostenbasiertes Redispatching	Kostenbasiertes Redispatching	Teilweise marktbasierendes Redispatching
Management internationaler Engpässe	Explizite Auktion, teilweise auch Market Coupling	Explizite Auktion	Explizite Auktion	Explizite Auktion

Tab. 2: Übersicht der rechtlichen Unterschiede in den betrachteten Staaten (Eigene Darstellung)

14 Abkürzungsverzeichnis

ARegV	Anreizregulierungsverordnung (Deutschland)
CAPEX	Capital Expenditures (Kapitalkosten)
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz (Deutschland)
EICom	Elektrizitätskommission (schweizerischer Regulierer)
EIWOOG	Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz (Österreich)
EMG	Elektrizitätsmarktgesetz (Schweiz)
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz (Deutschland)
EU	Europäische Union
EVU	Energieversorgungsunternehmen
GWB	Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen (Deutschland)
KEV	Kostendeckende Einspeisevergütung
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (Deutschland)
KWK-G	Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (Österreich)
OFGEM	Office of Gas and Electricity Markets (britischer Regulierer)
OPEX	Operating Expenditures (Betriebskosten)
ROC	Renewables Obligation Certificate
SNT-VO	Systemnutzungstarife-Verordnung (Österreich)
StromNZV	Stromnetzzugangsverordnung (Deutschland)
StromVG	Stromversorgungsgesetz (Schweiz)
StromVV	Stromversorgungsverordnung (Schweiz)
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VNB	Verteilnetzbetreiber

15 Tabellenverzeichnis

Tab. 1: Liberalisierung des Messwesens.....	22
Tab. 2: Übersicht der rechtlichen Unterschiede in den betrachteten Staaten.....	55

16 Abbildungsverzeichnis

Abb. 1: Optimales Sicherheitsniveau der Stromversorgung aus ökonomischer Sicht.....	11
Abb. 2: Geld- und Stromflüsse der österreichischen Ökostromförderung.....	44
Abb. 3: Bestandteile der britischen Regulierungsformel.....	48

17 Literatur- und Quellenverzeichnis

- [1] Europäische Kommission: Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. Dezember 1996 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt, vom 19.12.1996. Online verfügbar unter <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CELEX:31996L0092:DE:HTML>, zuletzt geprüft am 13.8.2009.
- [2] Klopfer, Thomas; Schulz, Walter (1993): Märkte für Strom. Internationale Erfahrungen und Übertragbarkeit auf Deutschland. München: Oldenbourg.
- [3] Associated European Energy Consultants (Hg.) (2003): Der Energiebinnenmarkt in Europa. Ein Rechts- und Strukturvergleich. 1. Aufl. Frankfurt am Main: VWEW-Energieverl.
- [4] Angenendt, Nicole (2007): Unbundling im internationalen Vergleich. Rechtliche Entwicklungen in Deutschland im Zuge der Liberalisierung des Strombinnenmarktes im Vergleich zu Österreich. Hamburg: Kovac.
- [5] Himmer, Richard-E. (2005): Energiezertifikate in den Mitgliedstaaten der Europäischen Union. Eine rechtsvergleichende und europarechtliche Analyse quotengestützter

Zertifikatshandelssysteme zur Förderung erneuerbarer Energien. 1. Aufl. Baden-Baden: Nomos Verl.-Ges.

- [6] Volz, Thorsten Michael (2006): Das Unbundling in der britischen und deutschen Energiewirtschaft. Frankfurt am Main: Lang.
- [7] Frenzel, Sabine (2007): Stromhandel und staatliche Ordnungspolitik. Berlin: Duncker & Humblot.
- [8] Nawrocki, Joachim (1973): Wofür die Bosse büßen... Der Staat gebärdet sich als mächtigster Monopolist. In: Die Zeit, Jg. 1973, Ausgabe Nr. 44, 26.10.1973.
- [9] N.N. (2008): Historische Entwicklung des Energiewirtschaftsrechts. Fachhochschule Gelsenkirchen. Online verfügbar unter http://wirtschaftsrecht.fh-gelsenkirchen.de/FH-Sites/fachbereiche/fileadmin/41/Vorlesungsunterlagen/SS_08_Energie_Bachelor_Kap_2.pdf, zuletzt geprüft am 13.8.2009.
- [10] Dinand, Jan; Reuter, Egon (2006): Die Netz AG als zentraler Netzbetreiber in Deutschland. Zur Verbesserung des Wettbewerbs im Strommarkt. Wiesbaden: Deutscher Universitäts-Verlag | GWV Fachverlage GmbH Wiesbaden (Springer-11775 / Dig. Serial]).
- [11] Decker, Chris (Februar 2009): Characteristics of alternative price control frameworks: An overview. Online verfügbar unter http://www.ofgem.gov.uk/Networks/rpix20/publications/CD/Documents1/RPI_Characteristics%20of%20alternative%20price%20control%20frameworks_270209.pdf, zuletzt geprüft am 22.07.2009.
- [12] N.N.: Incentive Features and Other Properties. Online verfügbar unter <http://www.regulationbodyofknowledge.org/04/narrative/3/>, zuletzt geprüft am 13.8.2009.
- [13] Bliem, Markus (November 2005): Eine makroökonomische Bewertung zu den Kosten eines Stromausfalls im österreichischen Versorgungsnetz. Online verfügbar unter <http://>

www.carinthia.ihs.ac.at/studien/Discussion%20paper_Kosten%20Stromausfall.pdf,
zuletzt geprüft am 10.8.2009.

- [14] Dirks, Rudolf; Klieve, Felicitas (2008): Informativische Entflechtung. In: Entflechtung und Regulierung in der deutschen Energiewirtschaft. Praxishandbuch zum Energiewirtschaftsgesetz. 2. Aufl. Freiburg: Haufe, S. 145–195.
- [15] Britsch, Wolfgang; Küper, Michael H. (2008): Grundsätze der Entflechtung. In: Entflechtung und Regulierung in der deutschen Energiewirtschaft. Praxishandbuch zum Energiewirtschaftsgesetz. 2. Aufl. Freiburg: Haufe, S. 9–33.
- [16] Theobald, Christian (2003): Wettbewerb in der Strom- und Gaswirtschaft in Europa. In: Associated European Energy Consultants (Hg.): Der Energiebinnenmarkt in Europa. Ein Rechts- und Strukturvergleich. 1. Aufl. Frankfurt am Main: VWEW-Energieverl., S. 89–136.
- [17] Europäische Kommission: Richtlinie 2003/54/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG. 2003/54/EG, vom 26.06.2003. Online verfügbar unter <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CELEX:32003L0054:DE:HTML>, zuletzt geprüft am 2.8.2009.
- [18] Deutscher Bundestag: Energiewirtschafts-Übergangsgesetz. EnergieWÜbG, vom 20.01.2009. Online verfügbar unter http://www.plitt.net/master.php?wahl=22&struktur_id=1&gesetz_id=80&datapunct=20.01.2009, zuletzt geprüft am 2.8.2009.
- [19] Frangi, Marc (2003): Struktur und rechtliche Rahmenbedingungen des französischen Energiemarktes. In: Associated European Energy Consultants (Hg.): Der Energiebinnenmarkt in Europa. Ein Rechts- und Strukturvergleich. 1. Aufl. Frankfurt am Main: VWEW-Energieverl., S. 195–218.
- [20] Fischer, Florian (2006): Staatliche Wettbewerbseingriffe zur Förderung von Wettbewerb. Köln: Heymann.

- [21] Europäische Kommission (7.12.2005): Mitteilung der Kommission: Förderung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen. KOM (2005) 627. Online verfügbar unter <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2005:0627:FIN:DE:PDF>, zuletzt geprüft am 29.7.2009.
- [22] Dieckmann, Birgit (24.11.2008): Engpassmanagement im Europäischen Strommarkt. Dissertation. Betreut von Wolfgang Ströbele und Ulrich van Suntum. Münster. Westfälische Wilhelms-Universität Münster, Wirtschaftswissenschaftliche Fakultät. Online verfügbar unter http://miami.uni-muenster.de/servlets/DerivateServlet/Derivate-4797/diss_dieckmann.pdf, zuletzt geprüft am 04.08.2009.
- [23] Leprich, Uwe (21.5.2007): Perspektiven der Liberalisierung des Zähl- und Messwesens in Europa. Veranstaltung vom 21.5.2007. Nürnberg. Online verfügbar unter <http://www.htw-saarland.de/fb-wi/personal/dozenten/leprich/publikationen/Leprich%20ZMP%20Nuernberg%2021.%20Mai%202007.pdf>, zuletzt geprüft am 06.08.2009.
- [24] Neveling, Stefanie (2007): Verschärfte Regulierung der Strom- und Gasmärkte in der EU – Vorschläge der Kommission für ein 3. Richtlinienpaket. In: Zeitschrift für Neues Energierecht, H. 4, S. 378–382.
- [25] Frontier Economics (März 2009): Optionen für die zukünftige Struktur des deutschen Stromübertragungsnetzes. Abschlussbericht für das BMWI. Online verfügbar unter <http://www.bmwi.de/Dateien/Energieportal/PDF/optionen-zukuenftige-struktur-stromuebertragungsnetz-abschlussbericht,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf>, zuletzt geprüft am 21.07.2009.
- [26] Ehricke, Ulrich (2008): Grundzüge der Vorschläge der EU-Kommission für ein drittes Liberalisierungspaket außerhalb des Ownership-Unbundling. In: Hauer, Andreas; Ehricke, Ulrich (Hg.): Aktuelle Fragen des Energierechts 2008. Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz. Linz: Trauner, S. 1–13.
- [27] Schoser, Christof (2009): Wege zum Energiebinnenmarkt aus Sicht der EU-Kommission: Bestandsaufnahme der Diskussion zum dritten Binnenmarktpaket. In:

- Erdmann, Georg; Oberender, Peter (Hg.): Wettbewerb in der Energiewirtschaft. Berlin: Duncker & Humblot, S. 45–64.
- [28] Otto, Henry (2008): Die buchhalterische Entflechtung vor dem Hintergrund der Entgeltregulierung. In: Entflechtung und Regulierung in der deutschen Energiewirtschaft. Praxishandbuch zum Energiewirtschaftsgesetz. 2. Aufl. Freiburg: Haufe, S. 253–265.
- [29] Monopolkommission (20.11.2007): Strom und Gas 2007: Wettbewerbsdefizite und zögerliche Regulierung. Sondergutachten der Monopolkommission gemäß § 62 Abs. 1 des Energiewirtschaftsgesetzes. Online verfügbar unter http://www.monopolkommission.de/sg_49/text_s49.pdf, zuletzt geprüft am 27.07.2009.
- [30] Consentec; Frontier Economics (5. Februar 2008): Methodische Fragen bei der Bewirtschaftung innerdeutscher Engpässe im Übertragungsnetz (Energie). Online verfügbar unter <http://www.bundesnetzagentur.de/media/archive/12789.pdf>, zuletzt geprüft am 02.08.2009.
- [31] Dieckmann, Birgit (Sommersemester 2007): Verteilung von grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten durch marktbasierende Methoden. Veranstaltung vom Sommersemester 2007. Münster. Online verfügbar unter http://www.wiwi.uni-muenster.de/vwt/Veranstaltungen/AuKapSS07/EM_07_Teil3.pdf, zuletzt geprüft am 22.07.2009.
- [32] de Wyl, Christian (2003): Der Bilanzkreis im System der Verbändevereinbarung II Plus Strom. In: Associated European Energy Consultants (Hg.): Der Energiebinnenmarkt in Europa. Ein Rechts- und Strukturvergleich. 1. Aufl. Frankfurt am Main: VWEW-Energieverl., S. 169–193.
- [33] Fritz, Marco (2005): Netzregulierung in der deutschen Elektrizitätswirtschaft. 1. Aufl. Bremen: Salzwasser-Verlag.
- [34] Riechmann, Christoph (2000): Netznutzungsentgelte - Kontrolle im liberalisierten Energiemarkt. In: VIK-Mitteilungen, H. 1. Online verfügbar unter <http://www.frontier->

economics.com/_library/publications/Frontier%20paper%20-%20Netznutzungsentgelte%20-%20Kontrolle%20im%20liberalisierten%20Energemarkt%20-%202000.pdf, zuletzt geprüft am 26.07.2009.

- [35] Hail, Jochen Henrik (o. J.): Auslaufmodell. Eine Bestandsaufnahme des Alleinabnehmersystems. Online verfügbar unter http://www.enerconsult.de/updatetool/upload_dateien/1113833228_BWK_12-03_EnerConsult_Alleinabnehmerstatus.pdf, zuletzt geprüft am 25.7.2009.
- [36] Rasbach, Winfried (2009): Unbundling-Regulierung in der Energiewirtschaft. Gemeinschaftsrechtliche Vorgaben und deren Umsetzung in die deutsche Energierechtsordnung. 1. Aufl. München: Beck.
- [37] Liesenhoff, Werner; Küper, Michael H. (2008): Operationelle Entflechtung. In: Entflechtung und Regulierung in der deutschen Energiewirtschaft. Praxishandbuch zum Energiewirtschaftsgesetz. 2. Aufl. Freiburg: Haufe, S. 115–143.
- [38] Britsch, Wolfgang; Rausch, Ingo (2008): Rechtliche Entflechtung. In: Entflechtung und Regulierung in der deutschen Energiewirtschaft. Praxishandbuch zum Energiewirtschaftsgesetz. 2. Aufl. Freiburg: Haufe, S. 35–54.
- [39] Ruge, Reinhard (2008): Kritische Würdigung ausgewählter Aspekte der Anreizregulierung. In: Schneider, Jens-Peter; Theobald, Christian; Albrecht, Matthias; Schneider-Theobald (Hg.): Recht der Energiewirtschaft. Praxishandbuch. [2. Aufl.]. München: Beck, S. 1021–1043.
- [40] Held, Christian (2003): Struktur und rechtliche Rahmenbedingungen des Energiemarktes in Deutschland. In: Associated European Energy Consultants (Hg.): Der Energiebinnenmarkt in Europa. Ein Rechts- und Strukturvergleich. 1. Aufl. Frankfurt am Main: VWEW-Energieverl., S. 61–88.
- [41] Energiewirtschaftsgesetz. EnWG, vom 24.04.1998. Online verfügbar unter <http://www.meinepolitik.de/engw1998.htm>, zuletzt geprüft am 13.08.2009.
- [42] Bundesgerichtshof: Urteil vom 16.11.1999, Aktenzeichen KZR 12/97.

- [43] Sauthoff, Jan-Philipp; Klüssendorf, Nils; Kahl, Katja (2008): Bewertung von Energieversorgungsnetzen vor dem Hintergrund des EnWG. In: Entflechtung und Regulierung in der deutschen Energiewirtschaft. Praxishandbuch zum Energiewirtschaftsgesetz. 2. Aufl. Freiburg: Haufe, S. 565–602.
- [44] RWE Transportnetz Strom GmbH: Mechanismen des EEG. Online verfügbar unter <http://www.rwetransportnetzstrom.com/web/cms/de/103906/rwe-transportnetzstrom/netzwelt/regelung-der-netze/erneuerbare-energien-gesetz/>, zuletzt geprüft am 25.07.2009.
- [45] Bundesnetzagentur: Festlegungsverfahren zur Vermeidung des sog. Gegeneinander-Regelns eingeleitet. Pressemitteilung vom 25.7.2008. Bonn. Online verfügbar unter <http://www.bundesnetzagentur.de/media/archive/14144.pdf>, zuletzt geprüft am 29.07.2009.
- [46] Monopolkommission (Juli 2004): Wettbewerbspolitik im Schatten "nationaler Champions". Fünfzehntes Hauptgutachten der Monopolkommission gemäß § 44 Abs. 1 Satz 1 GWB. Online verfügbar unter http://www.monopolkommission.de/haupt_15/sum_h15_de.pdf, zuletzt geprüft am 06.08.2009.
- [47] Temporarily Suspension of day-ahead Market Coupling on Denmark West/Germany and on Denmark East/Germany. Pressemitteilung vom 8.10.2008. Hamburg. Online verfügbar unter <http://www.marketcoupling.com/document/880>, zuletzt geprüft am 02.08.2009.
- [48] Rabensteiner, Günther; Patha, Gabriele (2003): Der österreichische Strommarkt aus Sicht eines Verbundunternehmens. In: Associated European Energy Consultants (Hg.): Der Energiebinnenmarkt in Europa. Ein Rechts- und Strukturvergleich. 1. Aufl. Frankfurt am Main: VWEW-Energieverl., S. 361–394.
- [49] Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz. ElWOG, vom 18.08.1998. Fundstelle: BGBl. I Nr. 143/1998. Online verfügbar unter <http://energytech.at/pdf/elwog1998.pdf>, zuletzt geprüft am 21.07.2009.

- [50] Energie-Control Kommission. Online verfügbar unter <http://www.e-control.at/de/econtrol/unternehmen/organe-der-e-control/energie-control-kommission>, zuletzt geprüft am 21.07.2009.
- [51] Energie-Control GmbH. Online verfügbar unter <http://www.e-control.at/de/econtrol/unternehmen/organe-der-e-control/energie-control-gmbh>.
- [52] Pielke, Magnus (7.5.2008): Anreizregulierung als neuer Rechtsrahmen effizienter Versorgungsstrukturen in Europa. Veranstaltung vom 7.5.2008. Online verfügbar unter http://www.htee.tu-bs.de/studium/vorlesung/liberalisierung/04_Anreizregulierung_in_D.pdf, zuletzt geprüft am 10.08.2009.
- [53] Sillaber, Alfons: Regulierung der Stromnetze in Österreich. Online verfügbar unter http://www.iaew.rwth-aachen.de/cms/upload/PDF/FGE/Kolloquium/fge_koll_sillaber_290606.pdf zuletzt geprüft am 10.08.2009.
- [54] Riess, Timo (4.4.2006): Neue Anforderungen an das Zähl- und Messwesen. Veranstaltung vom 4.4.2006. Online verfügbar unter http://www2.e-control.at/portal/page/portal/ECONTROL_HOME/NEWS/INFOVERANSTALTUNG/20060404/20060404_tri.pdf, zuletzt geprüft am 06.08.2009.
- [55] Tirol und Ländle gegen Regelzonen-Zusammenlegung (2.10.2007, APA). Online verfügbar unter <http://www.exaa.at/service/news/9115422/>, zuletzt geprüft am 22.07.2009.
- [56] Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz. EIWOG, vom 22.04.2009. Online verfügbar unter <http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/recht/dokumente/pdfs/elwog-bgbl1-112-2008.pdf>, zuletzt geprüft am 12.8.2009.
- [57] E-Control: Konsultation von Optionen für gemeinsame Beschaffung von Netzverlustenergiemengen. Online verfügbar unter <http://www2.e-control.at/portal/page/>

- portal/ECONTROL_HOME/STROM/ZAHLENDATENFAKTEN/NETZ_UND_KW/FILES/NV_Konsultation_20090415.pdf, zuletzt geprüft am 27.07.2009.
- [58] E-Control: Förderung von Ökostromanlagen ab 1.10.2006. Online verfügbar unter http://www2.e-control.at/portal/page/portal/ECONTROL_HOME/OKO/FOERDERUNG%20%20AB%201102006, zuletzt geprüft am 29.07.2009.
- [59] Ökostrom-Abwicklungsstelle: Allgemeine Bedingungen der Ökostromabwicklungsstelle. AB-Öko. Online verfügbar unter http://www.oem-ag.at/static/cms/sites/oem-ag.at/media/downloads/2008_07_15_genehmigte_AB-OeKO.pdf, zuletzt geprüft am 30.7.2009.
- [60] E-Control: Förderbeiträge. Online verfügbar unter http://www2.e-control.at/portal/page/portal/ECONTROL_HOME/OKO/FOERDERBEITRAEGE, zuletzt geprüft am 29.07.2009.
- [61] Österreichischer Verfassungsgerichtshof: Urteil vom 02.10.2003, Aktenzeichen G 121/03.
- [62] Bundeskanzler der Republik Österreich: Kundmachung des Bundeskanzlers über die Aufhebung des § 13 Abs. 2 EIWOG durch den Verfassungsgerichtshof. Fundstelle: Österreichisches BGBl. I Nr. 104/2003. Online verfügbar unter <http://www.sbg.ac.at/ver/links/bgbl/2003a104.pdf>, zuletzt geprüft am 25.07.2009.
- [63] Upton, Neil (2003): Der Strommarkt in Großbritannien. In: Associated European Energy Consultants (Hg.): Der Energiebinnenmarkt in Europa. Ein Rechts- und Strukturvergleich. 1. Aufl. Frankfurt am Main: VWEW-Energieverl., S. 257–268.
- [64] Stender, Andreas (2009): Netzinfrastuktur-Management. Konzepte für die Elektrizitätswirtschaft. Wiesbaden: Gabler Verlag / GWV Fachverlage GmbH Wiesbaden (Springer-11775 /Dig. Serial]).
- [65] OFGEM (2009): Quality of service. Online verfügbar unter <http://www.ofgem.gov.uk/Networks/ElecDist/QualofServ/Pages/QualofServ.aspx>, zuletzt aktualisiert am 24.07.2009.

- [66] Vass, Peter (2001): The UK model. In: Henry, Claude; Matheu, Michel; Jeunemaître, Alain (Hg.): Regulation of network utilities. The European experience. New York, NY: Oxford Univ. Press, S. 54–78.
- [67] Department for Environment, Food and Rural Affairs (Oktober 2007): Evaluation of progress towards meeting the UK potential for Combined Heat and Power. Online verfügbar unter <http://www.defra.gov.uk/environment/climatechange/uk/energy/chp/pdf/progress-report.pdf>, zuletzt geprüft am 06.08.2009.
- [68] The Renewables Obligation Order 2002, vom 31. März 2002. Online verfügbar unter <http://www.opsi.gov.uk/si/si2002/20020914.htm>, zuletzt geprüft am 28.07.2009.
- [69] European Transmission System Operators (ETSO) (Hg.): ETSO Overview of transmission tariffs in Europe: Synthesis 2007. Online verfügbar unter http://www.etsonet.org/upload/documents/11.a.%20Final_Synthesis_2007_18-06-08.pdf, zuletzt geprüft am 27.07.2009.
- [70] Hansen, Frank-Peter (18. Juni 2007): Stromhandel und Engpassmanagement - Eine nicht nur europäische Perspektive. Veranstaltung vom 18. Juni 2007. Erlangen. Online verfügbar unter http://www.economics.phil.uni-erlangen.de/forschung/energie/ko_e_strw07/Hansen.pdf, zuletzt geprüft am 02.08.2009.
- [71] Schib, Peter (2003): Der schweizerische Elektrizitätsmarkt im Überblick. Rechtliche Ausgangslage und weitere Entwicklung. In: Associated European Energy Consultants (Hg.): Der Energiebinnenmarkt in Europa. Ein Rechts- und Strukturvergleich. 1. Aufl. Frankfurt am Main: VWEW-Energieverl., S. 455–487.
- [72] Bundesgericht (Schweiz): Urteil vom 17.06.2003, Aktenzeichen BGE 129 II 497.
- [73] N.N. (2006): Swissgrid sorgt neu für Hochspannung. Swissinfo.ch. Online verfügbar unter <http://www.swissinfo.ch/ger/archive.html?siteSect=883&sid=7353040&ty=st>, zuletzt aktualisiert am 15.12.2006, zuletzt geprüft am 25.07.2009.
- [74] Swissgrid: Zentrale Netzführung des Schweizer Höchstspannungsnetzes durch swissgrid. Pressemitteilung vom 7.1.2009. Frick. Online verfügbar unter

http://www.swissgrid.ch/media/news/documents/MM_090107_Ende_Migration_de_final.pdf, zuletzt geprüft am 25.07.2009.

- [75] Scholl, Phyllis (2009): Sicherheit der Stromversorgung. In: Sicherheit & Recht, H. 1, S. 60–71.
- [76] Bundesamt für Energie (19.2.2009): FAQ Kostendeckende Einspeisevergütung (KEV). Online verfügbar unter [http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=de&name=de_755187879.pdf&endung=FAQ%20Kostendeckende%20Einspeiseverg%C3%9Ctung%20\(KEV\)%20\(Artikel%207a%20Energiegesetz%20neu\)](http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=de&name=de_755187879.pdf&endung=FAQ%20Kostendeckende%20Einspeiseverg%C3%9Ctung%20(KEV)%20(Artikel%207a%20Energiegesetz%20neu)), zuletzt geprüft am 27.07.2009.
- [77] Bundesamt für Energie: Stopp für die Einspeisevergütung für grünen Strom. Pressemitteilung vom 2.2.2009. Bern. Online verfügbar unter <http://www.bfe.admin.ch/energie/00588/00589/00644/index.html?lang=de&msgid=25142>, zuletzt geprüft am 27.07.2009.
- [78] Swissgrid (2008): Netzbetrieb im liberalisierten Markt. Online verfügbar unter http://www.swissgrid.ch/company/about_us/downloads/document/S081024_Netzbetrieb_im_liberalisierten_Markt.pdf, zuletzt geprüft am 29.07.2009.
- [79] Norm, 2008: Metering Code Schweiz. Online verfügbar unter http://www.ewu.ch/energie/pdf_energie/strommarktetc/MC_CH.pdf, zuletzt geprüft am 13.8.2009