

ARBEITSPAPIERE
des Instituts für Genossenschaftswesen
der Westfälischen Wilhelms-Universität Münster

**Entflechtung von Stromnetzen in Deutschland und Europa im Rahmen des
dritten EU-Legislativpakets - Eine Problemdarstellung**

von Martin Büdenbender
Nr. 91 ■ Februar 2010

Westfälische Wilhelms-Universität Münster
Institut für Genossenschaftswesen
Am Stadtgraben 9 ■ D-48143 Münster
Tel. ++49 (0) 2 51/83-2 28 01 ■ Fax ++49 (0) 2 51/83-2 28 04
info@ifg-muenster.de ■ www.ifg-muenster.de

Vorwort

Der Liberalisierungsprozess der Märkte für Elektrizität, wichtiger Netzsektoren, hat vor Jahren begonnen und sich mit unterschiedlichen Geschwindigkeiten fortgesetzt. Nicht nur das Zusammenwirken europäischer und nationaler Regulierungsaktivitäten enthält interessante Fragestellungen für Ökonomen, sondern ebenso die Interdependenzen zwischen einzelnen Regulierungselementen. Dies betrifft etwa die Verbindungslinien zwischen der Marktverhaltens- und der Marktstruktur-Regulierung auf dem Strommarkt. Aktuell steht eine Intensivierung des Unbundling-Regimes auf der regulierungspolitischen Agenda, die bereits im Vorfeld zu intensiven theoretischen und politischen Diskussionen geführt hat. Die Regierungen der EU-Mitgliedsländer sind nun gefordert, sich für eine von drei möglichen Ausgestaltungen des Entflechtungsregimes zu entscheiden. Nicht nur ökonomische, sondern auch regulierungs- und parteipolitische Determinanten werden das Ergebnis beeinflussen, das weitreichende Konsequenzen für die Verfügungsrechte der Elektrizitätsunternehmen und die Organisation der Strom-Wertschöpfungskette haben wird.

Im vorliegenden IfG-Arbeitspapier skizziert Martin Büdenbender die technischen, die organisatorischen und die regulatorischen Aspekte des Strommarktes in Deutschland. Vor diesem Hintergrund vergleicht er die Inhalte sowie die Konsequenzen der drei möglichen Entflechtungskonzepte und bezieht zusätzlich die politischen Rahmenbedingungen der Entscheidungsfindung ein.

Dieses Arbeitspapier stammt aus dem „IfG-Forschungscluster I: Institutionenökonomische Analysen“. Anregungen und Diskussionsbeiträge sind herzlich willkommen.



Prof. Dr. Theresia Theurl

Inhaltsverzeichnis

Vorwort	I
Inhaltsverzeichnis	II
Inhaltsverzeichnis	II
Abbildungsverzeichnis.....	III
Tabellenverzeichnis.....	III
Abkürzungsverzeichnis	IV
Abkürzungsverzeichnis	IV
1 Einleitung	1
2 Marktübersicht und technische Grundlagen.....	2
2.1 Wertschöpfungskette	2
2.2 Marktstruktur	3
2.3 Stromnetz in Deutschland	6
3 Drittes EU-Legislativpaket.....	10
3.1 Ziele	10
3.2 Bestandteile	12
3.3 Entflechtungskonzepte.....	13
3.3.1 Ownership Unbundling	13
3.3.1.1 Konzept.....	13
3.3.1.2 Vor- und Nachteile	13
3.3.2 Independent System Operator.....	15
3.3.2.1 Konzept.....	15
3.3.2.2 Vor- und Nachteile	16
3.3.3 Independent Transmission Operator	18
3.3.3.1 Konzept.....	18
3.3.3.2 Vor- und Nachteile	20
3.3.4 Zwischenfazit	20
4 Politische Situation in Deutschland	22
5 Zusammenfassung.....	24
Literaturverzeichnis	26

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Die Wertschöpfungskette des Strommarktes	3
Abbildung 2: Die fünf Ebenen des deutschen Stromnetzes	8

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Basisdaten zum Stromnetz in Deutschland	8
Tabelle 2: Strukturmerkmale des deutschen Übertragungsnetzes.....	10
Tabelle 3: Überblick über die drei Entflechtungskonzepte	21

Abkürzungsverzeichnis

ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
ARegV	Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze, kurz Anreizregulierungsverordnung
Art.	Artikel
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BGH	Bundesgerichtshof
bspw.	beispielsweise
EEX	European Energy Exchange
EGV	Vertrag zur Gründung der Europäischen Gemeinschaft
EnLAG	Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen, kurz Energieleitungsausbaugesetz
ENTSO	European Network of Transmission System Operators
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
ERGEG	Gruppe der europäischen Regulierungsbehörden für Elektrizität und Erdgas
ggf.	gegebenenfalls
GWB	Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen
GWh	Gigawattstunden
i.d.R.	in der Regel
i.V.m.	in Verbindung mit
ISO	Independent System Operator
ITO	Independent Transmission Operator
KWh	Kilowattstunden
LTSO	Legally Unbundled System Operator
MW	Megawatt
u.a.	unter anderem
UCTE	Union for the Coordination of Transmission of Electricity

ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VKU	Verband kommunaler Unternehmen
VNB	Verteilnetzbetreiber
z.B.	zum Beispiel

1 Einleitung

Obwohl die formale Liberalisierung der Elektrizitätsmärkte in Europa bereits einige Jahre zurückliegt, haben sich die beiden Hauptziele der nationalen Aufsichtsbehörden und der europäischen Organe bislang noch nicht vollständig erfüllt: Die Schaffung eines Gemeinsamen Marktes für Strom in ganz Europa und ein intensiver Wettbewerb zwischen einer Vielzahl von Anbietern.¹ In Bezug auf das zweite Ziel wird vielfach die historisch durch die Phase der monopolistischen Strukturen vor der Liberalisierung begründete Dominanz der vertikal integrierten ehemaligen (Staats-)Monopolversorger als Problemursache angeführt. Diese incumbents sind häufig noch Eigentümer der Stromnetze und gleichzeitig dominante Spieler auf dem Stromerzeugungsmarkt.² Hieraus resultieren u.a. die Befürchtungen, dass die Konzerne sich selbst bei der Netzeinspeisung bevorzugen, in zu geringem Umfang in ihre Netze investieren oder durch die Präsenz entlang der gesamten Wertschöpfungskette Informationsvorteile vor den Wettbewerbern erlangen. Um diesen Phänomenen entgegen zu treten, enthielt bereits das auf europäischer Ebene im Jahr 2003 in Kraft getretene zweite Legislativpaket zum europäischen Energiemarkt umfangreiche Vorschriften zur buchhalterischen, informativischen, operativen und rechtlichen Entflechtung des Netzbetriebs. Die Richtlinie wurde in Deutschland in Form des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) von 2005 umgesetzt.

Mit den Ergebnissen des zweiten Legislativpakets, gestützt auf eine Wettbewerbsuntersuchung des Energiesektors im Jahr 2007, gab sich die EU-Kommission nicht zufrieden und erarbeitete im September 2007 den Vorschlag für ein drittes Legislativpaket. Dieses wurde nach langwierigen Verhandlungen im August 2009 verabschiedet.³ Bestandteil des Pakets ist die Richtlinie 2009/72/EG, die gemeinsame Vorschriften zum europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt enthält und deren Vorschriften zu einer Entflechtung des Stromnetzes weiter reichen als bislang gültig. Für den nationalen Gesetzgeber stehen zur Umsetzung der Richtlinie drei Entflechtungskonzepte zur Auswahl: Eigentumsrechtliche Entflechtung (Ownership Unbundling), Einsatz eines unabhängigen Netzbetreibers (Independent System Operator, kurz ISO) und der so genannte dritte Weg (Independent Transmission Operator, kurz ITO). Die europäischen Mitgliedsstaaten haben bis zum 3. März 2011 Zeit, die Richtlinie in nationales Recht umzusetzen.⁴ Bis dahin müssen sie sich für eines der Konzepte entscheiden. Bundeswirtschaftsminister Brüderle hat die Fertigstellung eines umfangreichen energiepolitischen Gesamtkonzeptes für Oktober 2010 angekündigt.⁵ Dieses soll auch die Umsetzung des dritten Legislativpakets in deutsches Recht beinhalten. Die Eckpunkte des Konzeptes sollen bereits im Juni veröffentlicht werden.

¹ Vgl. EU-KOMMISSION (2009), S. 2.

² Vgl. EU-KOMMISSION (2009), S. 12. Bislang sind europaweit 15 Übertragungsnetzbetreiber eigentumsrechtlich entflochten worden.

³ Siehe hierzu das AMTSBLATT L 211 DER EUROPÄISCHEN UNION VOM 14. AUGUST 2009.

⁴ Vgl. 2009/72/EG, Art. 49.

⁵ Vgl. o.V. (2010a), S. 12.

Das vorliegende Papier gibt zunächst eine Einführung in den deutschen Strommarkt. Die technischen Grundlagen der Stromübertragung werden erläutert sowie die Wertschöpfungskette und die Struktur des Strommarktes dargestellt. Weiter gibt es einen Überblick über die Bestandteile des dritten EU-Legislativpakets, insbesondere über die drei Entflechtungskonzepte der Richtlinie 2009/72/EG. Hierzu werden die drei Varianten beschrieben und die jeweils mit einer Umsetzung verbundenen, konzeptspezifischen Vor- und Nachteile angeführt. In der Folge wird der aktuelle Stand der energiepolitischen Diskussion in Deutschland und die damit verbundenen Auswirkungen geschildert. Es wird in diesem Zuge deutlich, dass eine Vorentscheidung für eines der Entflechtungskonzepte noch nicht gefallen ist.

2 Marktübersicht und technische Grundlagen

2.1 Wertschöpfungskette

Auf dem Strommarkt unterteilt sich die Wertschöpfungskette generell in die drei Hauptbereiche Up-, Mid- und Downstreamaktivitäten. Upstream steht für Exploration und Förderung bzw. Produktion und Aufbereitung, Midstream für Handel, Transport und Verteilung und Downstream für den Kontakt mit dem endverbrauchenden Kunden und dessen Versorgung. Auf der Upstream-Stufe erfolgt die Erzeugung von Strom vor allem in Turbinenkraftwerken, in denen durch Verbrennung fossiler Primärenergieträger oder mit Hilfe von Uran Wasser in Dampf umgewandelt und auf das Schaufelrad eines Generators geleitet wird.⁶ Der Anteil dieser Stromerzeugungsform an der insgesamt produzierten Elektrizität machte im Jahr 2008 rund 79% aus.⁷ Die benötigten Rohstoffe müssen hierfür von den Energieversorgungsunternehmen (EVU) selbst gefördert oder von Rohstoffförderunternehmen gekauft werden. Neben der Produktion in fossilen Kraftwerken oder Kernkraftwerken lässt sich Strom auch mit regenerativen Energieträgern erzeugen. Hierzu zählen Sonne, Wind und Wasser sowie (nachwachsendes) Holz und Biomasse.⁸ Geringe Mengen Energie werden darüber hinaus durch Geothermik und Gezeitenkraft gewonnen.

Der Midstream-Stufe sind der Handel und der Transport zuzuordnen. Der Handel ist über bilateral ausgehandelte, individuelle Verträge im Over-the-Counter (OTC) Handel oder durch standardisierte Kontrakte im Börsenhandel möglich.⁹ In beiden Fällen lassen sich Spotmarkt- von Termingeschäften unterscheiden. Die Verteilung von Strom innerhalb des Bundesgebietes erfolgt - wie überall - netzgebunden. Das Stromnetz in Deutschland und Europa ist ein Verbundnetz und zeigt einen vier- bis fünfstufigen Aufbau.¹⁰ Es lassen sich je nach der Spannungsstufe, auf der die Übertragung erfolgt, Höchst-, Hoch-, Mittel- und Niederspannungsnetze unterscheiden. Auf das Stromnetz wird in Kapitel 2.3 detailliert eingegangen.

⁶ Vgl. MÜLLER (2001), S. 239ff.

⁷ Vgl. BDEW (2009), S. 1.

⁸ Vgl. BDEW (2009), S.1; HENSING, ET AL. (1998), S. 104

⁹ Vgl. SCHWINTOWSKI (2006), S. 46ff.

¹⁰ Vgl. KONSTANTIN (2009), S. 393ff.

Die Downstream-Stufe stellt den eigentlichen Kundenkontakt dar, der in vielen Energiekonzernen durch eigene Vertriebsgesellschaften, z.B. RWE Energy oder die EnBW Vertriebs- und Servicegesellschaft, abgewickelt wird. Kundenbeziehungen bestehen mit in- und ausländischen Privathaushalten und Industriekunden sowie anderen EVU. Neben der Kundenpflege und der Verwaltung des Zahlungsverkehrs werden auf dieser Stufe vielfach auch energienahe Dienstleistungen angeboten.

Abbildung 1 zeigt die gesamte Wertschöpfungskette des Strommarktes im Überblick.

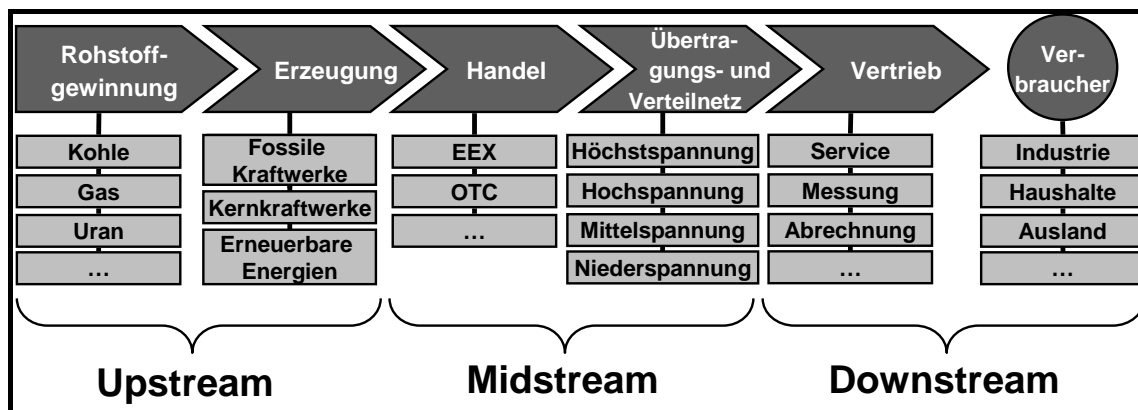


Abbildung 1: Die Wertschöpfungskette des Strommarktes

Quelle: Eigene Darstellung

2.2 Marktstruktur

Die an Hand der Wertschöpfungskette aufgezeigten Teilmärkte weisen unterschiedliche Strukturen auf.¹¹ Insoweit ist eine disaggregierte Betrachtung erforderlich.¹² Die Bereiche Stromerzeugung, Stromhandel und Stromvertrieb weisen prinzipiell die Eigenschaften eines Wettbewerbsmarktes auf. Im Bereich des Vertriebs stehen über tausend Anbieter, von denen viele reine Wiederverkäufer sind, in Konkurrenz zueinander.¹³ Hier kann von echtem Wettbewerb ausgegangen werden. Bezüglich der Stromverbraucher wird dabei unterschieden zwischen nicht leistungsgemessenen privaten Haushalten und kleinen gewerblichen Kunden, die überwiegend über die Niederspannungsebene versorgt werden sowie leistungsgemessenen größeren gewerblichen Kunden und industriellen Großabnehmern. Letztere werden über höhere Spannungsebenen versorgt und treten meist direkt als Teilnehmer auf der vorgelagerten Ebene des Großhandelsmarktes bzw. der Strombörse auf.¹⁴

Die Klassifizierung der Erzeugungs- und der Handelsebene als Wettbewerbsmarkt ist dagegen mit Einschränkungen versehen. Im Jahr 2008 waren in Deutschland 201 Unternehmen als Stromproduzenten mit einer Kapazität von mehr als 5 MW aktiv.¹⁵ Nur wenige davon verfügen jedoch über einen diversifizierten Kraftwerkspark, der nötig ist,

¹¹ An dieser Stelle sei von dem Teilbereich der Rohstoffgewinnung abstrahiert, da sich die Stromproduzenten hier allenfalls nur sehr geringfügig engagieren.

¹² Vgl. HAUCAP, ET AL. (2008), S. 44.

¹³ Vgl. KRIEGER (2007).

¹⁴ Vgl. MONOPOLKOMMISSION (2009), S. 42f.

¹⁵ Vgl. BUNDESNETZAGENTUR (2009), S. 67.

um zu jeder gegebenen Zeit jedes erforderliche Lastprofil bedienen zu können.¹⁶ Zu den breit aufgestellten Anbietern zählen vor allem E.ON, RWE, Vattenfall und EnBW.¹⁷ Diese vereinen mit einem gemeinsamen Marktanteil von rund 88% den Großteil der Stromerzeugung auf sich; E.ON und RWE allein weisen einen Anteil von rund 60% auf.¹⁸ Das Bundeskartellamt sieht E.ON und RWE deswegen in einer gemeinsam marktbeherrschenden Position in Form eines Duopols.¹⁹ Nach deutschem wie nach europäischem Kartellrecht sind nicht nur Monopole, sondern auch mehrere Unternehmen gemeinsam als Duopol oder Oligopol marktbeherrschend, wenn ein Binnenwettbewerb zwischen ihnen fehlt und sie in ihrer Gesamtheit die Voraussetzungen der Marktmacht erfüllen.²⁰ In der wissenschaftlichen Literatur wird das Vorliegen einer marktbeherrschenden Stellung zum Teil verneint.²¹ Der Bundesgerichtshof (BGH) hat die Auffassung des Bundeskartellamtes im November 2008 bestätigt.²² Sie ist damit bindend für die rechtliche Praxis. Nach dem Urteil sind Stromimporte für die Bemessung der Marktanteile wegen der noch geringen Kapazität der Kuppelstellen an den Staatsgrenzen kartellrechtlich irrelevant, da sie weniger als 10% des deutschen Strombedarfs abdecken. Die Stromhandelsebene jenseits der Stromerzeugung in den relevanten Markt mit einzubeziehen lehnt der BGH ebenfalls ab. Begründet wird dies mit sonst eintretenden Doppelzählungen von Elektrizität in den Bereichen Stromerzeugung und Stromhandel, insbesondere aber auch mit dem Umstand, dass die Marktmacht der großen Stromerzeuger von diesen auch zur Steuerung des Großhandelsmarktes genutzt werden kann. Daraus resultiert eine Abgrenzung des relevanten Marktes, der auf Deutschland beschränkt ist und lediglich die Ersterzeugung bzw. den erstmaligen Absatz von Strom berücksichtigt. Die Gruppe der Marktteilnehmer beschränkt sich damit auf inländische, originäre Stromproduzenten sowie Stromimporteure.²³

¹⁶ Vgl. MONOPOLKOMMISSION (2009), S. 41.

¹⁷ Vgl. MONOPOLKOMMISSION (2009), S. 41.

¹⁸ Vgl. BUNDESNETZAGENTUR (2009), S. 13; BUNDESKARTELLAMT (2007), S. 122; MONOPOLKOMMISSION (2009), S. 46. Die vier Unternehmen selbst produzierten im Jahr 2006 zusammen eine Strommenge von 422 KWh. Dies entspricht 66,3% der inländischen Stromproduktion in allen elektrischen Anlagen von 636,8 KWh (Vgl. Matthes (2008), S. 10; AG ENERGIEBILANZEN (2009), S. 22). Der Wert für E.ON und RWE liegt bei zusammen 269 KWh respektive 42,24%. Zu den unternehmenseigenen Kraftwerken, in denen diese Strommengen produziert wurden, sind jedoch noch vertraglich gebundene Kraftwerkskapazitäten hinzuzurechnen sowie für den Eigenbedarf produzierte Elektrizität, die nicht der allgemeinen Versorgung dient, abzuziehen. Hierdurch ergeben sich die höheren Marktanteile. Siehe für eine detaillierte Analyse der Marktkonzentration z.B. MATTHES, ET AL. (2007). U.a. durch die Auflage der EU-Kommission für E.ON im Rahmen des eingestellten Verfahrens zum Missbrauch von Marktmacht, 5000 MW Erzeugungskapazität zu veräußern sowie durch den im August von E.ON angekündigten Verkauf seiner THÜGA-Beteiligung könnten sich die Angaben deutlich verändern. Für den endgültigen Abschluss des THÜGA-Verkaufsprozesses bedarf es allerdings noch der Zustimmung des Bundeskartellamtes (Vgl. FLAUGER (2008); FLAUGER (2009a) S. 18; FLAUGER (2009b), S. 14; o.V. (2009); THÜGA (2009)).

¹⁹ Vgl. BUNDESKARTELLAMT (2006), S. 42f.; Bundeskartellamt (2007), S. 29.

²⁰ Vgl. GWB, § 19; EGV, Art. 82

²¹ Vgl. AG ENERGIEBILANZEN (2009), S. 22; EEX (2009b).

²² Vgl. BUNDESGERICHTSHOF (2008), S. 11.

²³ Vgl. BUNDESGERICHTSHOF (2008), S. 5ff.; BUNDESKARTELLAMT (2007), S. 29. Die Monopolkommission stellt in ihrem Sondergutachten 54 einige Ansätze vor, wie das vom Bundeskartellamt entwickelte Konzept der Marktabgrenzung verbessert werden könnte (Vgl. MONOPOLKOMMISSION (2009), S. 43ff.).

Auf der Ebene des Stromhandels findet an der Strombörse EEX zurzeit ein Handel unter 230 Mitgliedern statt, die in 2008 insgesamt 154 TWh am Spot- und 1165 TWh am Terminmarkt (inklusive 887 TWh aus OTC-Clearing-Geschäften) gehandelt haben; die Börse ist damit die liquideste und teilnehmerstärkste in Kontinentaleuropa.²⁴ Die im Rahmen des Börsenhandels ermittelten Preise haben Referenzwirkung für die Abschlüsse von OTC-Geschäften.²⁵ Das Volumen der auf dem Spotmarkt der EEX gehandelten Strommenge macht zurzeit rund ein Viertel des deutschen Stromverbrauchs aus.²⁶ Auf Grund der hohen Teilnehmerzahl und der zentralisierten Preisbildung im Rahmen des Börsenhandels wird der Markt für Strom von Vertretern der Energiebranche sowie von Wissenschaftlern als Wettbewerbsmarkt angesehen.²⁷ Dieser Auffassung wird jedoch seitens Bundeskartellamt, Bundesgerichtshof und Monopolkommission widersprochen. Nach ihrer Auffassung kommt der Stromerzeugungsebene eine essentielle Bedeutung für die Beurteilung der Wettbewerbssituation auf allen nachgelagerten Wertschöpfungsstufen zu.²⁸ Das Hauptargument in diesem Zusammenhang ist, dass sich die marktbeherrschende Stellung von E.ON und RWE bzw. die hohe Marktkonzentration der größten vier Anbieter auf dem Erzeugungsmarkt auf den Stromhandel überträgt, sobald in den Handelsgeschäften eine tatsächlich physische Stromlieferung vereinbart wird.²⁹ Dies ist u.a. durch die Homogenität des Gutes Strom, seine Nichtspeicherbarkeit und fehlende Substitutionsmöglichkeiten begründet.³⁰ Durch die eingeschränkte Möglichkeit für Stromimporte wird der Großteil des physisch bezogenen Stroms von dem Duopol respektive den vier größten Anbietern originär bereitgestellt. Diese Unternehmen verfügen somit auch über die Möglichkeit, die Absatzströme (und ggf. die Preise) zu kontrollieren. Ein Weiterverteiler kann i.d.R. nur den Strom zum Verkauf anbieten, den er von einem der Stromproduzenten oder Stromimporteur erworben hat, da nur ca. 50 Weiterverteiler über (vielfach in der Kapazität für die eigenen Versorgungsaktivitäten nicht ausreichende) eigene Kraftwerke verfügen. Möglicherweise zwischen Stromproduzent und Stromverbraucher geschaltete Händler können somit keine preisdämpfende Wirkung entfalten, da sie sonst langfristig Verlust machen würden. Das auf der Erzeugungsebene ermittelte Preisniveau stellt somit die (langfristige) Untergrenze für die Handelsebene dar.

Die Wertschöpfungsstufe des Übertragungs- und Verteilnetzes weist eine andere Marktstruktur als die anderen, zuvor beschriebenen Stufen auf. Das Stromnetz hat - weltweit - die Eigenschaft eines natürlichen Monopols, da Subadditivität in der Kostenstruktur vorherrscht.³¹ Zusätzlich existieren nach der Fertigstellung des Netzes in ho-

²⁴ Vgl. EEX (2009a); EEX (2009b).

²⁵ Vgl. BUNDESKARTELLAMT (2007), S. 122.

²⁶ Vgl. AG ENERGIEBILANZEN (2009), S. 22; EEX (2009b).

²⁷ Vgl. VON WEIZSÄCKER (2007), S. 30; OCKENFELS (2007), S. 47f.

²⁸ Vgl. MONOPOLKOMMISSION (2009), S. 81; BUNDESKARTELLAMT (2007), S. 29 und S. 122; BUNDESGERICHTSHOF (2008), S. 8ff.

²⁹ Vgl. BUNDESKARTELLAMT (2007), S. 29 und S. 122; BUNDESGERICHTSHOF (2008), S. 8ff. Auf Grund des geringen Volumens, begründet durch die niedrige Kapazität der grenzüberschreitenden Kuppelstellen, können die Stromimporte vernachlässigt werden.

³⁰ Vgl. MONOPOLKOMMISSION (2009), S. 41.

³¹ Vgl. JOSKOW (2005), S. 8; MONOPOLKOMMISSION (2009), S. 43.

hem Maße sunk costs.³² Die Bereitstellung von jeweils nur einem Stromnetz mit einer für alle anliegenden Ströme ausreichenden Gesamtkapazität ist somit effizienter als mehrere Parallelnetze mit jeweils anteiligen Kapazitäten. Diese Situation ist auch unter dem Gesichtspunkt der Dynamik stabil, da aktuell auf Grund von technischen Neuerungen oder von starken Nachfrageveränderungen nicht damit zu rechnen ist, dass die Bereitstellung durch einen monopolistischen Anbieter nicht mehr effizient sein wird.³³

Jeder Nachfrager von Strom ist zwingend auch Nachfrager von Stromtransportdienstleistungen, da es wegen der Leitungsgebundendheit der Elektrizität hierfür keine Alternative gibt. Gleiches gilt für den Stromproduzenten, der seinen Strom an Kunden verkaufen möchte. Stromanbieter- und nachfrager sind somit zum Abschluss eines Netzanschluss- und Netznutzungsvertrages bei einem Netzbetreiber in Form eines Monopolisten gezwungen.³⁴ Dabei wird wegen der Komplexität der Materie der Netznutzungsvertrag in der Praxis von den Stromhändlern mit den Netzbetreiber abgeschlossen. Um zu verhindern, dass der Netzbetreiber seine Marktmacht zum Nachteil seiner Kunden ausnutzt, wird er einer Regulierung durch die Bundesnetzagentur und die Landesregulierungsbehörden unterworfen. Mit Fragen zur Strukturregulierung des Stromnetzes beschäftigt sich dieser Beitrag.

2.3 Stromnetz in Deutschland

Das deutsche Stromversorgungsnetz verfügt über fünf unterschiedliche Netzebenen, die in Abbildung 2 dargestellt sind. Alle Betriebsmittel, die die gleiche Nennspannung aufweisen, bilden ein eigenes (Teil-)Netz. Der Übergang von einem Teilnetz bzw. einer Netzebene zur anderen erfolgt über Transformatoren, die zur Veränderung der Spannung eingesetzt werden.³⁵ Tabelle 1 zeigt die Länge des Stromnetzes auf den einzelnen Netzebenen sowie die jeweilige Anzahl an Transformatoren. Die verschiedenen (Teil-)Netze werden so zu einem gesamtdeutschen Stromnetz zusammengefügt. Da in allen deutschen Netzen die gleiche Frequenz herrscht, spricht man auch von Synchronbetrieb.³⁶ Zur Vermeidung von Übertragungsverlusten wird zur Überwindung von größeren Distanzen ein Höchstspannungsnetz mit 220 kV oder 380 kV verwendet.³⁷ Generell hat sich auf dieser Ebene eine Spannung von 380 kV für neue Betriebsmittel durchgesetzt, es existieren aber noch ältere, die auf eine Nennspannung von 220 kV ausgelegt sind.³⁸ Alle Kraftwerke mit einer Kapazität über 300 MW speisen in das Höchstspannungsnetz ein. Verbraucher sind nicht angeschlossen. Es handelt sich somit um ein reines Transportnetz, mit dem der Strom aus den Kraftwerken in die Um-

³² Vgl. HAUCAP, ET AL. (2008), S. 44f.

³³ Vgl. STEGER, ET AL. (2008), S. 41.

³⁴ Vgl. MONOPOLKOMMISSION (2009), S. 43.

³⁵ Vgl. KONSTANTIN (2009), S. 397.

³⁶ Vgl. SCHWAB (2006), S. 20.

³⁷ Vgl. KONSTANTIN (2009), S. 393ff. Bei Stromleitungen wird durch den Ohmschen Widerstand Arbeit in Wärme umgewandelt. Hierdurch kommt es zu Verlustarbeit. Diese ist proportional zur Leitungslänge und zum Quadrat der Stromstärke. Der Transport des Stroms erfolgt daher bei hohen Spannungen, da hierdurch die Stromstärke gesenkt wird und dadurch die Verlustarbeit proportional zum Quadrat der Stromstärke abnimmt.

³⁸ Vgl. HEUCK, ET AL. (2007), S. 82.

spannstationen, zu den nächst niedrigeren Netzebenen oder zu den Höchstspannungsnetzen anderer Netzbetreiber sowie ins Ausland übertragen wird.³⁹ Im letzten Fall entsteht ein so genanntes Verbundnetz. Die Netzebene II mit einer Nennspannung von 220 kV ist prinzipiell identisch mit Netzebene I. Allerdings kann es hier zur Versorgung einiger weniger Kunden mit sehr hohem Strombedarf kommen. Höchstspannungsnetze sind Transportnetze. Abgesehen von Zweipunktverbindungen zwischen mehreren Höchstspannungsnetzen, die zum Aufbau eines Verbundnetzes dienen, ist der Aufbau dieser Netze maschenförmig, da jeder Netzknoten von mindestens zwei Quellen mit Strom versorgt wird und der Strom in wechselnden Richtungen fließen kann.⁴⁰

Netzebene III dient dazu, den Strom in die Nähe von Verbrauchsschwerpunkten zu übertragen.⁴¹ Diese Ebene wird daher als Übertragungsnetz klassifiziert. Hierzu erfolgt eine Umspannung auf 110 kV (Hochspannung). Nur wenige Mittel- und Spitzenlastkraftwerke speisen in dieses Netz ein; es wird vorrangig aus den übergeordneten Netzebenen gespeist. Das Übertragungsnetz kann sowohl als Transport- als auch als Verteilnetz aufgebaut sein.⁴² Weist es eine vermaschte Struktur auf und ermöglicht Stromflüsse in wechselnder/unbestimmter Richtung, zählt es zu den Transportnetzen. Ist es strahlenförmig ausgestaltet, weist also nur eine Stromquelle und eine Lastsenke sowie eine eindeutige Energieflussrichtung auf, führt es eine Verteilfunktion aus und kann daher als Verteilnetz klassifiziert werden. In Großstätten nimmt der Verteilnetzcharakter des 110 kV Netzes zu, ohne dabei prinzipiell seine Transportfunktion zu verlieren.⁴³ In ländlichen Regionen besteht hingegen eine reine Transportfunktion.

Auf diese Netzebene folgt das Mittelspannungsnetz mit 10 kV oder 20 kV, was für die Distribution der Elektrizität innerhalb von Stadt- und Landbezirken verwendet wird. Es ist damit als Verteilnetz zu klassifizieren. Der Spannungswechsel von 110 kV auf 10 / 20 kV wird als primäre Verteilung bezeichnet.⁴⁴ Eine in der Vergangenheit häufig auftretende Mittelspannungsebene von 60 kV wurde abgeschafft, um häufige, kosten-trächtige Umspannungen zu vermeiden. Heute ist diese Spannungsebene standardisiert. In der Stadt werden 10 kV und in ländlichen Gegenden wegen der größeren Entfernungen 20 kV verwendet. Die Topologie dieses Netzes ist meist ringförmig, gelegentlich strahlenförmig und nur sehr selten vermascht.⁴⁵ Im Falle des ringförmigen Aufbaus werden zwei von derselben Sammelschiene abgehende Leitungs-Strahlen am Ende miteinander verbunden, um so im Falle eines Ausfalls einen Teil des gestörten Strahls über den verbundenen, noch intakten Strahl mitversorgen zu können. Bleibt die Verbindung der beiden Strahlen im Normalfall geöffnet, handelt es sich um ein halbbofenes Ringnetz. Die Versorgung vieler Großkunden, z.B. Industriebetriebe, erfolgt über diese Netzebene.

³⁹ Vgl. HEUCK, ET AL. (2007), S. 82.

⁴⁰ Vgl. SCHWAB (2006), S. 368f.

⁴¹ Vgl. SCHWAB (2006), S. 448.

⁴² Vgl. SCHWAB (2006), S. 371.

⁴³ Vgl. HEUCK, ET AL. (2007), S. 82.

⁴⁴ Vgl. SCHWAB (2006), S. 451.

⁴⁵ Vgl. HEUCK, ET AL. (2007), S. 80ff.; SCHWAB (2006), S. 445f. und S. 451ff.

Auf einer letzten Stufe liegt mit 0,4 kV Niederspannung an. Die Änderung der Spannung zwischen den Netzebenen 4 und 5 heißt sekundäre Verteilung.⁴⁶ Die letzte Netzebene gehört ebenfalls zum Verteilnetz. Die überwiegende Mehrheit der Stromverbraucher, insbesondere die Haushalte, bezieht ihren Strom über das Niederspannungsnetz. Fast zwei Drittel der Stromleitungen und -kabel in Deutschland entfallen auf diese Netzebene. Die Einspeisung in dieses Netz erfolgt aus der übergeordneten Netzebene über Netzstationen. Die Netztopologie ist überwiegend ringförmig gestaltet. Zur Versorgung der Haushalte verläuft auf jeder Straßenseite ein Kabel (Strahl). Am Straßen-Ende werden die beiden Strahlen über eine Verbindung zu einem Ring verknüpft. Weitere Verknüpfungen dazwischen sind möglich.

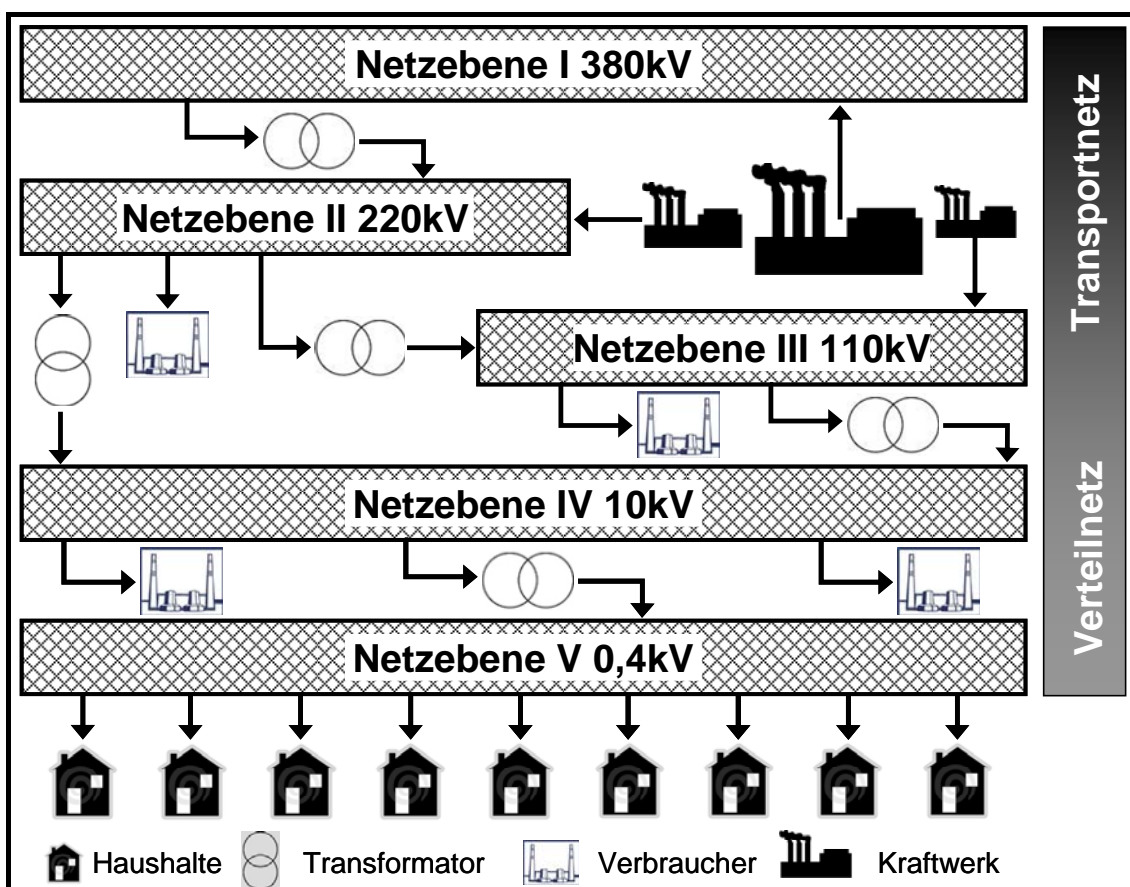


Abbildung 2: Die fünf Ebenen des deutschen Stromnetzes

Quelle: Eigene Darstellung

Deutsches Stromnetz	Nieder- spannung	Mittel- spannung	Hoch- spannung	Höchst- spannung	Gesamt
Stromkreislänge (in 1.000 km)	1.067	493	75	36	1.671
Anzahl Transformatoren	-	557.700	7.500	1.100	566.300

Tabelle 1: Basisdaten zum Stromnetz in Deutschland

Quelle: VDEW (2007)

⁴⁶ Vgl. SCHWAB (2006), S. 451.

Neben der elektritätswirtschaftlich bestimmten Unterteilung des physischen Stromnetzes in die fünf soeben beschriebenen Netzebenen, lässt sich noch die Abgrenzung allein zwischen Übertragungs- und Verteilnetz vornehmen, die auch den Bereich des Netzbetriebs mit einbezieht. Sie ist energierechtlich determiniert. Die Definitionen von Übertragungs- und Verteilnetz leiten sich aus dem deutschen und europäischen Recht ab und sind mit der oben dargestellten, technisch basierten Abgrenzung zwischen Transport-, Übertragungs- und Verteilungsnetz nicht deckungsgleich. Nach dem deutschen Energierecht (EnWG, ARegV) und der europäischen Richtlinie 2009/72/EG über gemeinsame Vorschriften zum Elektrizitätsbinnenmarkt fallen unter das Übertragungsnetz alle Elemente des Höchst- und Hochspannungsnetzes (380 kV, 220 kV und 110 kV), die zur Belieferung von Verteilern/Verteilnetzen eingesetzt werden und somit eine Übertragungsfunktion inne haben. Dem Verteilnetz sind Mittel- und Niederspannungsnetz (10 kV / 20 kV und 0,4 kV) zuzuordnen, die die Versorgung von Verbrauchern sicherstellen und damit die Verteilfunktion erfüllen.⁴⁷ Das Hochspannungsnetz (110 kV) kann ebenfalls zum Verteilnetz gehören. Zuvor wurde bereits dargestellt, dass der Charakter dieser Netzebene nicht immer eindeutig ausfällt respektive je nach Netzregion unterschiedlich ist. Für die überwiegende Anzahl an Netzkilometern gehört es zum Übertragungsnetz. Dies gilt immer dann, wenn es keine Stromverbraucher gibt, die direkt aus diesem Netz versorgt werden, es also allein die Transportfunktion übernimmt. Eine eindeutige Zuordnung zum Verteilnetz liegt dementsprechend vor, wenn der Netzabschnitt allein der Kundenversorgung dient und sich keine untergeordneten Netzebenen daraus speisen. Diese Situation ist sehr selten, z.B. bei einem speziell für wenige Großabnehmer gebauten Netzteil. Erfolgt sowohl eine Stromübertragung in Netzebenen mit niedrigerer Spannung als auch eine Versorgung von Stromverbrauchern, ist die Zuordnung nicht eindeutig. Hier gilt es, die überwiegende Funktion des Netzabschnittes zu ermitteln. Wird vor allem Strom übertragen und aus energietechnischen Gründen auch in untergeordnetem Umfang Strom direkt an Verbraucher geliefert, so zählt der Netzbereich zum Übertragungsnetz. Eine Zuordnung zum Verteilnetz wird im umgekehrten Fall vorgenommen. Bei einer solchen Doppelfunktion des 110 kV-Netzes muss über die Netzqualität stets im Einzelfall gesondert entschieden werden. Dynamisch betrachtet ist das Szenario denkbar, dass ein Abschnitt des Hochspannungsnetzes ursprünglich dem Übertragungsnetz, durch zusätzlichen direkten Anschluss von Stromverbrauchern im Zeitablauf schließlich dem Verteilnetz zugeordnet werden muss.

Übertragungs- und Verteilnetz weisen verschiedene regionale Bereiche auf. Im Fall des Übertragungsnetzes sind diese meist im Sinne eines Verbundnetzes miteinander verknüpft. Für jeden Netzbereich bedarf es eines Netzbetreibers, der die bestimmungsgemäße Netznutzung organisiert bzw. ermöglicht.⁴⁸ In Deutschland gibt es 855 Verteilnetzbetreiber (VNB) und 4 Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB).⁴⁹ E.ON, RWE, EnBW und

⁴⁷ Vgl. HELLERMANN (2008), S. 146ff.; RICHTLINIE 2009/72/EG, Art. 2.

⁴⁸ Vgl. HELLERMANN (2008), S. 134f.

⁴⁹ Vgl. BUNDESNETZAGENTUR (2009), S. 37. Prinzipiell basiert die Zuordnung der Bundesnetzagentur auf der des EnWG. Dennoch weist sie den Verteilnetzbetreibern in ihrem Monitoring-

Vattenfall bilden die Gruppe der ÜNB. Diese ist damit deckungsgleich mit der Gruppe von marktbeherrschenden Unternehmen auf der Stromerzeugungsebene der Wertschöpfungskette. Tabelle 2 zeigt einen Überblick über die Struktur des deutschen Übertragungsnetzes, aufgeteilt nach ihren Eigentümern. Aus der gleichzeitigen gemeinsamen Marktmacht im Erzeugungsbereich und der Monopolposition im Stromnetz resultieren bestimmte Missbrauchsmöglichkeiten, die Begründung für regulatorische Eingriffe sind.⁵⁰ Die EU-Kommission hat dies dazu bewogen, das dritte Legislativpaket für den europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt auf den Weg zu bringen, wie im Folgenden dargestellt werden wird.

Strukturmerkmal	E.ON	RWE	EnBW	Vattenfall
Fläche des Netzgebiets (tkm ²)	138,8	128,6	34,6	109,0
Stromkreislänge, Freileitung (km)	10.640	11.306	3.607	9.450
Stromkreislänge, Kabel (km)	10	13	3	70
Entnommene Jahresarbeit (GWh)	100.446	152.962	52.531	64.410

Tabelle 2: Strukturmerkmale des deutschen Übertragungsnetzes

Quelle: Konstantin (2009), S. 403.

3 Drittes EU-Legislativpaket

3.1 Ziele

Die Liberalisierung der europäischen Energiemärkte für Elektrizität und Gas begann bereits vor über zehn Jahren mit dem ersten EU-Legislativpaket.⁵¹ Übergeordnetes Ziel der Liberalisierung war die Schaffung eines Gemeinsamen Marktes für ganz Europa im Sinne des Vertrages zur Gründung der Europäischen Gemeinschaft (EGV), auf dem ein wirksamer Wettbewerb herrscht. Die Benchmarkingberichte der EU-Kommission verdeutlichen, dass seitdem eine positive Entwicklung zu verzeichnen ist.⁵² Hierzu hat auch das zweite Binnenmarktpaket von 2003 einen großen Beitrag geleistet.⁵³ Dennoch kann noch lange nicht von einer Erreichung des Liberalisierungsziels gesprochen werden.⁵⁴ Dies hat auch die Wettbewerbsuntersuchung des Energiesektors im Jahr 2007

bericht Höchstspannungsleitungen in der Länge von 299 km zu. Es ist zu vermuten, dass es sich hierbei um historisch gewachsene Ausnahmetatbestände oder anderweitig begründete Sonderfälle handelt.

⁵⁰ Dies gilt zum einen auf Basis der Wettbewerbsökonomie, zum anderen aber auch aus der Sicht der Aufsichtsbehörden.

⁵¹ Die Richtlinie 96/92/EG aus dem Jahr 1996 markiert den Startpunkt für die Liberalisierung des Strommarktes. Im Jahr 1998 folgte die Richtlinie 98/30/EG zur Liberalisierung des europäischen Binnenmarktes für Gas. Die Mitgliedsstaaten hatten in beiden Fällen zwei Jahre Zeit, um die Vorgaben in nationales Recht umzusetzen.

⁵² Die Berichte sind unter http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/benchmarking_reports_en.htm abrufbar.

⁵³ Vgl. RICHTLINIE 2009/72/EG, BEGRÜNDUNG NR. 2. Bestandteile des Pakets sind die Richtlinien 2003/54/EG und die Verordnung 1228/2003 für den Strommarkt sowie die Richtlinie 2003/55/EG und die Verordnung 1775/2005 für den Erdgasmarkt. Siehe für einen ausführlichen Überblick JONES, WEBSTER (2006).

⁵⁴ Vgl. EU KOMMISSION (2009), S. 2.

gezeigt.⁵⁵ Aus diesem Grund hat die EU-Kommission im Jahr 2007 den Entwurf für ein drittes Binnenmarktpaket auf den Weg gebracht, das nach langwierigem Abstimmungsprozess und einigen Änderungen im August 2009 Gültigkeit erlangt hat.

Durch die neuen Rechtsvorschriften soll das in mehrfacher Hinsicht zu beobachtende strukturelle Versagen der Energiemärkte behoben werden, um so den europaweiten Wettbewerb zu fördern.⁵⁶ Das Legislativpaket betrifft den Strom- und Gasmarkt. Im Rahmen dieser Arbeit erfolgt lediglich eine Untersuchung des Marktes für Elektrizität. Das Binnenmarktpaket soll hier u.a. bezüglich vier zentraler Punkte Fortschritte erzielen:

Erstens soll die Position der nationalen Regulierungsbehörden gestärkt und europaweit harmonisiert werden. Sie sollen in ihrem operativen Geschäft unabhängig von staatlichem Einfluss sein und über ausreichende personelle und finanzielle Ressourcen verfügen, über die sie autonom entscheiden können. Außerdem sollen ihr Aufgabenspektrum und ihre Kompetenzen erweitert werden.

Das Paket veranlasst zweitens die Gründung einer Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (Agency for the Cooperation of Energy Regulators, kurz ACER). ACER geht einen Schritt weiter als die bisherige Zusammenarbeit im Rahmen der Gruppe der europäischen Regulierungsbehörden für Elektrizität und Erdgas (ERGEG). ACER verfügt bei spezifischen grenzüberschreitenden Angelegenheiten nicht wie bisher nur über eine beratende Funktion, sondern auch über eigene Entscheidungskompetenzen.⁵⁷ Sie soll so die Regulierungslücke schließen, die durch mangelnde Befugnisse der nationalen Behörden für grenzübergreifende Angelegenheiten besteht.⁵⁸

Drittens wird die Zusammenarbeit der europäischen Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen des European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) verpflichtend vorgeschrieben. Bislang fand diese lediglich auf freiwilliger Basis, z.B. in Form der UCTE statt, und stieß oftmals an ihre Grenzen.⁵⁹ Das ENTSO-E soll europaweit einheitliche Codes für den Netzbetrieb erstellen, um eine Integration der verschiedenen nationalen Märkte zu erleichtern. Auf Basis dieser Codes ist das Netzwerk für die Koordination des europäischen Verbundnetzbetriebs zuständig. Hierdurch soll die Versorgungssicherheit gesteigert werden. Außerdem hat das ENTSO-E die Aufgabe, einen gemeinschaftsweiten Investitionsplan zu erstellen, der vor allem auf die Entwicklung der grenzüberschreitenden Kapazitäten eingeht und die einzelnen nationalen Investitionspläne in Einklang bringt.

⁵⁵ Siehe hierzu <http://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/inquiry/index.html>.

⁵⁶ Vgl. EU KOMMISSION (2007b), S. 1.

⁵⁷ Vgl. VERORDNUNG 713/2009, Begründung Nr. 10.

⁵⁸ Vgl. SCHOSER (2009), S. 56f.

⁵⁹ Vgl. SCHOSER (2009), S. 59f. UCTE ist die Vereinigung der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (Union for the Coordination of Transmission of Electricity).

Als zentraler Aspekt für dieses Papier soll im Rahmen des Binnenmarktpakets viertens eine stärkere Entflechtung des Übertragungsnetzes durchgeführt werden. Hierdurch sollen die negativen Auswirkungen eliminiert werden, die aus dem „inhärenten Interessenkonflikt“⁶⁰ resultieren, der entsteht, wenn Netzeigentum und -betrieb demselben vertikal integrierten Unternehmen zugehören, das auch über große Erzeugungskapazitäten verfügt und außerdem auf der Vertriebsstufe aktiv ist. Der Netzbetreiber hat in einem solchen Fall stets den Anreiz, die Erzeugungssparte des eigenen Konzerns bezüglich des Netzzugangs gegenüber dritten Unternehmen zu bevorzugen.⁶¹ Diese Diskriminierung von Konkurrenten kann dazu führen, dass potentielle neue Anbieter von einem Markteintritt abgehalten werden.⁶² Aus dem gleichen Grund besteht ein Anreiz für den Netzbetreiber, nur in sehr geringem Umfang in das Übertragungsnetz und die grenzüberschreitenden Kuppelstellen zu investieren.⁶³ Ein Ausbau des Netzes würde inländischen Konkurrenten durch höhere Kapazitäten einen verbesserten Netzzugang ermöglichen; erst ein Ausbau der Kuppelstellen würde ausländischen Konkurrenten den Zugriff auf den heimischen Markt in nennenswerten Umfang gewähren und zugleich die Exportchancen für Elektrizität von Deutschland in das Ausland verbessern. Auch diesbezüglich verhält sich der Netzbetreiber im Sinne des im eigenen Konzern angesiedelten Stromproduzenten. Bereits mit den Entflechtungsvorschriften aus dem zweiten Binnenmarktpaket wurde versucht, den inhärenten Interessenkonflikt aufzulösen. Dies ist allerdings nicht gelungen.⁶⁴ Das Legislativpaket von 2009 stellt nun drei Konzepte für eine stärkere Entflechtung des Übertragungsnetzes zur Auswahl, um die Wettbewerbssituation auf dem Strommarkt in dieser Hinsicht zu verbessern. Sie werden in Kapitel 3.3 dargestellt.

3.2 Bestandteile

Das dritte EU-Legislativpaket zum europäischen Binnenmarkt für Energie enthält drei Verordnungen und zwei Richtlinien: Die Verordnung 713/2009 zur Gründung einer Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden, die Verordnung 714/2009 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel und die Verordnung 715/2009 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen. Weiter die Richtlinie 2009/72/EG, die gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt enthält, und die Richtlinie 2009/73/EG mit gemeinsamen Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt.

Für diese Arbeit steht die Richtlinie 2009/72/EG im Fokus. Sie enthält die Vorgaben zur stärkeren Entflechtung der Übertragungsnetzbetreiber und muss je nach Ausübung des Wahlrechts durch den nationalen Gesetzgeber zwischen den drei möglichen, im nächs-

⁶⁰ Vgl. RICHTLINIE 2009/72/EG, Begründung Nr. 11.

⁶¹ Vgl. HAUCAP (2007), S. 302.

⁶² Siehe zum diskriminierungsfreien Zugang zu Infrastrukturen ausführlich KRUSE (1997), S. 256ff.

⁶³ Vgl. HAUCAP (2007), S. 302.

⁶⁴ Vgl. RICHTLINIE 2009/72/EG, Begründung Nr. 10.

ten Abschnitt detailliert vorgestellten Entflechtungskonzepten entweder bis zum 3. März 2011 oder bis zum 3. März 2012 umgesetzt werden.

3.3 Entflechtungskonzepte

3.3.1 Ownership Unbundling

3.3.1.1 Konzept

Die eigentumsrechtliche Entflechtung (Ownership Unbundling) stellt von den drei in der Richtlinie 2009/72/EG enthaltenen Entflechtungskonzepten den stärksten regulativen Eingriff dar. Es ist das von EU-Kommission und EU-Parlament präferierte Modell, das ursprünglich ohne Alternative umgesetzt werden sollte.⁶⁵

Danach dürfen Unternehmen, die Aktivitäten im Bereich der Erzeugung oder des Vertriebs aufweisen, nicht gleichzeitig die Kontrolle über einen Übertragungsnetzbetreiber bzw. ein Übertragungsnetz ausüben. Umgekehrt dürfen Übertragungsnetzbetreiber oder Inhaber eines Übertragungsnetzes nicht zugleich die Kontrolle über Unternehmen ausüben, die in der Stromerzeugung oder dem Vertrieb tätig sind.⁶⁶ Dies führt zu einem Zwangsverkauf des Übertragungsnetzes für vertikal integrierte Unternehmen, die im Besitz einer nach Art. 9 der Richtlinie unzulässigen Beteiligung sind und zum anderen zu einem Erwerbsverbot, soweit solche Beteiligungen noch nicht vorhanden sind.⁶⁷ Zwangsverkauf und Erwerbsverbot liegen allerdings nur in soweit vor, wie es sich um eine Beteiligungshöhe handelt, die die Ausübung von Kontrolle ermöglicht; Minderheitsbeteiligungen mit bis zu 49,99% der Stimmrechte sind weiter zulässig.⁶⁸ Dabei gilt es zu beachten, dass nach Art. 9, Abs. 1c und 1d ein Verbot von Doppelmandaten herrscht. So dürfen dieselben Personen nicht gleichzeitig Mitglieder des Managements, des Aufsichts- oder Verwaltungsrates des Übertragungsnetzbetreibers und eines Unternehmens sein, das die Funktionen Stromerzeugung oder Vertrieb ausübt. Dies beschränkt die Einflussmöglichkeiten der dann vormalig vertikal integrierten Stromkonzerne auf ihre nun unabhängige Übertragungsnetzgesellschaft trotz ggf. noch vorhandener Beteiligung.

Da das Ownership Unbundling eine erhebliche Umstrukturierung der Energiekonzerne mit sich bringt, wird den Mitgliedsstaaten im Vergleich zu den anderen beiden Konzepten ein Jahr mehr Zeit für die Umsetzung in nationales Recht eingeräumt, wenn sie sich hierfür entscheiden.⁶⁹

3.3.1.2 Vor- und Nachteile

Durch die klare Trennung des Stromnetzes von Erzeugung und Vertrieb wird der in Kapitel 3.1 dargestellte, inhärente Interessenkonflikt effektiv aufgelöst. So kann ein dis-

⁶⁵ Vgl. SCHOSER (2009), S. 61ff.; RICHTLINIE 2009/72/EG, Begründung Nr. 11.

⁶⁶ Vgl. RICHTLINIE 2009/72/EG, Art. 9, Abs. 1 b.

⁶⁷ Vgl. SCHMIDT-PREUß (2009), S. 82f.

⁶⁸ Vgl. RICHTLINIE 2009/72/EG, Art. 9, Abs. 2; SCHMIDT-PREUß (2009), S. 83.

⁶⁹ Vgl. RICHTLINIE 2009/72/EG, Begründung Nr. 14 und Art. 9 Abs. 1.

kriminierungsfreier Netzzugang gewährleistet werden. Das neue Unternehmen ist indifferent gegenüber der Frage, welche Partei das Netz nutzen möchte. Zwar ist weiterhin eine Überwachung durch die Regulierungsbehörde notwendig, um zu verhindern, dass der Netzbetreiber seine Monopolstellung für die Durchsetzung ungerechtfertigter Preise ausnutzt.⁷⁰ Eine Kontrolle bezüglich der unzulässigen Weitergabe von Informationen oder der unternehmensinternen Bevorzugung beim Netzzugang ist aber nicht mehr erforderlich. Da sich die Einnahmen des eigentumsrechtlich entflochtenen Netzbetreibers allein aus Entgelten für die Netznutzung zusammensetzen, besteht ein Anreiz dafür, die Kapazität des nationalen Netzes sowie der Kuppelstellen zu vergrößern, sobald auf Grund von Engpässen in größerem Umfang Stromtransportdienstleistungen nicht an Kunden abgesetzt werden können. Einnahmeausfälle durch Engpässe müssen dabei gegen die Kosten für den Netzausbau abgewogen werden. Dem selbständigen Netzbetreiber und Netzinhaber stehen Fusionen oder Übernahmen mit anderen in- und (vorzugsweise angrenzenden) ausländischen Netzbetreibern offen. Hierdurch kann es zu Effizienzvorteilen, z.B. durch economies of scale, kommen.

Das Ownership Unbundling stellt durch den damit einhergehenden Zwangsverkauf einen erheblichen Eingriff in die Eigentums- und Vermögensrechte der Stromkonzerne dar. Dieses Entflechtungskonzept ist damit das am weitesten reichende der drei möglichen. Zurzeit ist unklar, ob es nicht gegen rechtliche Vorgaben auf europäischer und/oder nationaler Ebene verstößt.⁷¹ Hierdurch entsteht eine erhebliche Rechtsunsicherheit.⁷² Sollten einige der vertikal integrierten Stromkonzerne dagegen klagen, sind mehrjährige Prozessdauern über mehrere Gerichtsinstanzen wahrscheinlich. Die Rechtsunsicherheit würde bis zur finalen Urteilsverkündung andauern. Aus Sicht der Regulierungstheorie stellt sich die Frage, ob nicht die gleichen positiven Wettbewerbseffekte mit weniger weit reichenden Entflechtungskonzepten (ISO und ITO) erreicht werden können. Die Antwort darauf ist umstritten.⁷³ Daneben existieren weitere Nachteile. Der Prozess der eigentumsrechtlichen Entflechtung sorgt für einmalige Transaktionskosten für die Umorganisation respektive die Herauslösung des Netzbetriebs und der Vermögenswerte aus dem vertikal integrierten Unternehmen (carve-out). Durch den aktuell bereits abgeschlossenen Prozess des legal unbundling fallen diese Kosten allerdings nicht so hoch aus wie in einem vertikal integrierten Unternehmen ohne bisherige Entflechtungsvorgaben. So bildet der Netzbereich schon heute eine eigenständige Unternehmenseinheit, die sich leichter herauslösen lässt. Neben den einmaligen fallen zusätzlich dauerhaft höhere Transaktionskosten an. Durch die Trennung von Stromproduktion und Netzbetrieb entfallen die zuvor realisierten vertikalen Verbundeffekte (vertical economies), die z.B. durch einen integrierten Kraftwerksstandorts-

⁷⁰ Vgl. HAUCAP (2007), S. 303f.

⁷¹ Vgl. SCHMIDT-PREuß (2009), S. 83.

⁷² Vgl. HAUCAP (2007), S. 303f.

⁷³ Ein Überblick über Studien, die sich mit den Auswirkungen des Ownership Unbundling beschäftigen sowie einige Länderstudien finden sich bei POLLITT (2007a), S. 15ff. oder POLLITT (2007b), S. 293f.

und Netzausbauplan entstehen.⁷⁴ Schließlich besteht je nach vorherrschendem Regulierungsregime die Gefahr von Über- bzw. Unterinvestitionen in das Stromnetz. Bei einer unzureichend kontrollierten Kosten-Plus-Regulierung hätte der unabhängige Netzinhaber und -betreiber z.B. den Anreiz möglichst große Netzkapazitäten aufzubauen. Bei einer fehlerhaft konfigurierten Anreizregulierung, bei der der Aspekt der Versorgungssicherheit nicht ausreichend berücksichtigt wird, bestünde ein Anreiz zur Unterinvestition. Schließlich ist rechtstatsächlich zu beachten, dass durch die Absicht von Vattenfall und E.ON, ihre Übertragungsnetze zu veräußern - im letzteren Fall erzwungen durch die Europäische Kommission zur Vermeidung eines hohen Bußgeldes wegen vorgeworfener kartellrechtlicher Verstöße - ohnehin ein wichtiger Schritt in Richtung Ownership Unbundling ohne staatlichen Eingriff bestritten wird.⁷⁵

3.3.2 Independent System Operator

3.3.2.1 Konzept

Alternativ zum Ownership Unbundling können die Mitgliedsstaaten eine stärkere Entflechtung durch die Bestimmung eines unabhängigen Netzbetreibers (Independent System Operator, kurz ISO) erreichen. Diese Option besteht allerdings nur dann, wenn das betroffene Übertragungsnetz bereits am 3. September 2009 im Besitz eines vertikal integrierten Stromkonzerns war.⁷⁶ Das Netzeigentum bleibt beim ISO-Konzept unangetastet, lediglich der Betreiber des Netzes wird ausgewechselt. Die Mitgliedsstaaten benennen den ISO auf Vorschlag des Eigentümers. Die EU-Kommission muss dem zustimmen.

Der ISO muss Unabhängigkeit zu den Wertschöpfungsstufen Erzeugung und Vertrieb aufweisen. Dies gilt bezüglich Rechtsform, Organisation und Entscheidungsgewalt.⁷⁷ Das Verbot von Doppelmandaten gilt auch für den ISO.⁷⁸ Der Netzeigentümer kann somit keinen Einfluss auf den ISO ausüben. Der Eigentümer ist dazu verpflichtend, den ISO hinsichtlich seiner personellen, materiellen, finanziellen und technischen Ausstattung so zu stellen, dass er seinen Aufgaben gemäß Art. 12 der Richtlinie nachkommen kann. Zu diesen Aufgaben zählen vor allem der Betrieb, die Wartung und der Ausbau des Übertragungsnetzes sowie die Gewährleistung dessen langfristiger Fähigkeit, eine angemessene Nachfrage nach Stromübertragungsdienstleistungen erfüllen zu können. Bezüglich der letzten beiden Punkte erstellt der ISO selbstständig (Investitions-)Pläne und ist für Bau sowie Inbetriebnahme verantwortlich. Stimmt die nationale Regulierungsbehörde den vom ISO für nötig erachteten Investitionsprojekten zu, so muss der

⁷⁴ POLLITT (2007a), S. 11f. und BRUNEKREEFT, MEYER (2009), S. 21ff. zeigen einen Überblick über die Studien, die die Existenz von vertical economies bestätigen.

⁷⁵ Siehe hierzu auch Kapitel 4.

⁷⁶ Vgl. RICHTLINIE 2009/72/EG, Art. 9, Abs. 8.

⁷⁷ Vgl. RICHTLINIE 2009/72/EG, Art. 14.

⁷⁸ Vgl. SCHMIDT-PREUß (2009), S. 83.

Netzeigentümer diese ohne Mitspracherecht finanzieren. Der Eigentümer muss außerdem die mit dem Netz verbundenen Haftungsrisiken abdecken.⁷⁹

Der ISO bietet Dritten Zugang zum Übertragungsnetz und regelt diesen. Hierfür darf er Netznutzungsentgelte, Engpasslöhne und Zahlungen für Regel- und Ausgleichsenergie vereinnahmen. Der Netzzugang muss diskriminierungsfrei erfolgen und darf vom Netzeigentümer nicht beeinflusst werden. Die Richtlinie lässt offen, in welcher Form der ISO den Netzeigentümer dafür vergüten muss, dass er mit Hilfe seines Stromnetzes Einnahmen generieren kann. Die Vergütung ist notwendig, weil der Eigentümer die Investitionen in das Netz finanziert, dieses aber nicht allein nutzen kann und für die Nutzung - wie die anderen Marktteilnehmer - Netznutzungsentgelte entrichten muss. Bei der Umsetzung der Richtlinie in den einzelnen Mitgliedsstaaten sind daher von den nationalen Gesetzgebern Vorschriften in dieser Hinsicht zu entwickeln. Denkbar wäre z.B. die Entrichtung einer Pacht, wie sie nach § 46 Abs. 2 EnWG für eine Netzpacht bei Wechsel des Konzessionsnehmers zu zahlen ist. Diese könnte fix, umsatz- oder gewinnabhängig ausgestaltet sein.

3.3.2.2 Vor- und Nachteile

Die Auflösung des in Kapitel 3.1 beschriebenen inhärenten Interessenkonflikts, kann mit dem ISO in gleicher Form wie mit dem Ownership Unbundling gelingen, wenn sichergestellt wird, dass der Netzeigentümer keinen Einfluss auf den ISO ausüben kann. Der ISO ist indifferent gegenüber der Frage, welches Unternehmen das Stromnetz nutzen will, so dass keine Anreize zur Diskriminierung beim Netzzugang mehr bestehen. Trotzdem können die vertikal integrierten Stromkonzerne im Eigentum der Stromnetze bleiben. So lassen sich formal die möglicherweise problematischen juristischen Konsequenzen des Zwangsverkaufs beim Ownership Unbundling umgehen. Der regulatorische Eingriff ist damit weniger intensiv.

Näher betrachtet erscheint der Eigentumsverbleib beim ursprünglichen Netzinhaber für diesen jedoch nicht allein positiv. Es handelt sich beim Stromnetz nicht mehr um ein umfassendes Eigentum. Zwar behalten die vertikal integrierten Stromkonzerne formal den Eigentumstitel, sie verlieren aber sämtliche Verfügungsrechte an den Netzvermögenswerten, da der ISO die Vermögensgegenstände bewirtschaftet und auch über notwendige Investitionen entscheidet. Genau dieses Auseinanderfallen von Entscheidungskompetenz und Haftung bzw. Risikoübernahme ist das zentrale Problem des ISO-Konzepts. Da Investitionsentscheidungen im Stromnetzbereich einen mehrere Jahrzehnte umfassenden Zeithorizont betreffen, existiert ein hohes Maß an Unsicherheit bezüglich des benötigten Kapazitätsumfanges. In Folge der Investitionspflicht des Netzbetreibers nach § 11, Abs. 1 EnWG kann sich der Investor diesem Risiko nicht entziehen. Um nicht von Umsatzausfällen durch Kapazitätsengpässe betroffen zu sein, wird der ISO tendenziell Investitionen in Erhalt und Ausbau des Netzes in einem großzügigen Umfang verlangen. Existieren mehrere Szenarien für die zukünftige Entwick-

⁷⁹ Vgl. RICHTLINIE 2009/72/EG, Art. 13, Abs. 5.

lung der Nachfrage nach Stromtransportdienstleistungen, so wird er im Zweifel das mit der höchsten Nachfrage wählen. Auf Grund der hohen Unsicherheit kann die Regulierungsbehörde an dieser Stelle ihrer Funktion als Korrektiv nur eingeschränkt nachkommen, da es sich letztendlich um Prognose- und Markteinschätzungsfragen handelt, für die es keine eindeutigen Antworten gibt.

In Deutschland tragen zusätzlich die aktuell gültigen Vorschriften der ARegV dazu bei, dass der ISO Investitionen in hohem Umfang beantragen wird. So sind von der Bundesnetzagentur genehmigte Investitionsbudgets für den Ausbau und die Erweiterung der Stromnetze für die erste Regulierungsperiode nach der Investitionsentscheidung von den steigenden Effizienzforderungen der Anreizregulierung ausgenommen, da sie für diese Periode unter die Rubrik der nicht beeinflussbaren Kosten fallen.⁸⁰ Hierdurch entsteht zwischen ISO und Netzeigentümer eine stark asymmetrische Vor- und Nachteilsposition. Der ISO profitiert in der ersten Regulierungsperiode von einer höheren Profitabilität. Stellt sich in der Folge heraus, dass die Investition unnötig war, so wird er die für die Nutzung vereinbarte Pachtzahlung an den Eigentümer durch Nachverhandlungen versuchen zu senken, falls dies nicht durch eine automatische Anpassung, z.B. an die Umsatzhöhe, ohnehin geschieht. Da seine Existenz von der Politik gewünscht ist, hat der ISO in einer solchen Verhandlung die stärkere Position. Im Endeffekt trägt der Netzeigentümer so das Risiko von Fehlinvestitionen ohne selbst auf die Entscheidung einwirken zu können.

Da sich die Verpflichtung zur Finanzierung der Investitionen für den Netzeigentümer für einen unbegrenzten Zeitraum ergibt, könnte der Eigentumstitel für den Eigentümer sogar zu einer Belastung werden. Ferner lässt sich, wenn einmal ein unabhängiger ISO gegründet wurde, nur noch sehr schwer ein Käufer für die Vermögenswerte ohne Verfügungsrechte finden. Der Verbleib des Eigentums kann andererseits jedoch bezüglich des Aspekts der Pfadabhängigkeit auch ein Vorteil sein. Einmal aus der Hand gegeben kann das Netzeigentum nur sehr schwer wiedererlangt werden. Dies könnte sich ggf. zukünftig eröffnende Entwicklungsmöglichkeiten in Abhängigkeit von der Veränderung des europäischen Energierechts beschneiden.

Im Zuge der Ausgliederung des ISO fallen prinzipiell die gleichen einmaligen Transaktionskosten wie beim Ownership Unbundling an.⁸¹ Fortlaufend kommt es auch beim ISO-Konzept zum Verlust von vertical economies. Es entstehen darüber hinaus noch zusätzliche Transaktionskosten, die bei der eigentumsrechtlichen Entflechtung nicht zu verzeichnen sind. Diese sind begründet durch die zusätzliche Schnittstelle zwischen Netzbetreiber und Netzinhaber und entstehen z.B. durch Übermittlung und Bereitstellung von Informationen.⁸²

⁸⁰ Vgl. AREGV, § 23 i.V.m. § 11, Abs. 2, Nr. 6.

⁸¹ Siehe Kapitel 3.3.1.2.

⁸² Vgl. POLLITT (2007a), S. 24.

3.3.3 Independent Transmission Operator

3.3.3.1 Konzept

Das Entflechtungskonzept des unabhängigen Übertragungsnetzbetreibers (Independent Transmission Operator, kurz ITO) wird auch als dritter Weg bezeichnet. Auch die Wahl dieses Konzeptes steht den Mitgliedsstaaten nur für solche Übertragungsnetze offen, die am 3. September im Besitz eines vertikal integrierten Stromkonzerns waren.⁸³ Letzteren wird in diesem Fall die Möglichkeit eröffnet, weiterhin Eigentümer und Betreiber des Übertragungsnetzes zu bleiben. Prinzipiell entspricht dies der Situation des Legally Unbundled System Operator (LTSO), die bereits heute gültig ist. Als Rechtsform stehen für den ITO die AG, die GmbH oder die KGaA zur Auswahl.⁸⁴ Allerdings sollen die strengeren und sehr detaillierten Vorschriften der neuen Richtlinie nun dafür sorgen, dass auch in dieser Konstellation die Anreize zur Diskriminierung von Konkurrenten aufgelöst werden.

Die Sicherstellung der Unabhängigkeit des ITO vom Einfluss der Muttergesellschaft soll durch mehrere Komponenten erreicht werden.⁸⁵ Erstens ist zur Eigenständigkeit des ITO in der Außendarstellung im Sinne einer selbständigen corporate identity eine eigene Marke, Unternehmensidentität und eigenständige Kommunikation des Übertragungsnetzbetreibers vorgeschrieben. Zweitens muss der ITO von der Muttergesellschaft wie der ISO mit einer personellen, materiellen, finanziellen und technischen Ausstattung ausgerüstet werden, die angemessenen ist, um den Aufgaben eines Übertragungsnetzbetreibers nach Art. 12 der Richtlinie nachkommen zu können. Über diese Ausstattung kann der ITO autonom verfügen. Er muss selbst Eigentümer sämtlicher Vermögenswerte des Übertragungsnetzes sein; ein Netzpachtmodell im Verhältnis Muttergesellschaft/Netzbetreiber ist zukünftig insoweit nicht zulässig. Der ITO darf wie der ISO für den Zugang zum Netz Nutzungsentgelte, Engpasserlöse und Zahlungen für Regel- und Ausgleichsenergie vereinnahmen. Zusätzlich kann der ITO an den Finanzmärkten Fremd- und Eigenkapital aufnehmen. Weiter muss sämtliches Personal direkt beim ITO angestellt sein. Bezüglich der genutzten IT, der Buchhaltung und der Büroräume darf es keine Überschneidungen zur Muttergesellschaft geben. Die Aufgaben des ITO ergeben sich aus Artikel 12 analog zu denen des ISO. Es ist dem Mutterunternehmen untersagt, hierauf Einfluss zu nehmen.⁸⁶ Drittens sollen spezielle Vorschriften die Unabhängigkeit des ITO-Managements gewährleisten.⁸⁷ Die Einstellung und Vertragsbeendigung von Mitgliedern der Unternehmensführung muss von der Regulierungsbehörde genehmigt werden. Die Mitglieder dürfen keine Position innerhalb des Konzerns bekleiden und keine Kapitalbeteiligung halten, die nicht dem ITO zuzuordnen ist. Auch eine erfolgsabhängige Vergütung darf ausschließlich an den Geschäftserfolg des ITO und nicht an denjenigen des Gesamtkonzerns gekoppelt sein. Weiter ist die

⁸³ Vgl. RICHTLINIE 2009/72/EG, Art. 9, Abs. 8.

⁸⁴ Vgl. RICHTLINIE 2009/72/EG, Art. 17, Abs. 3 i.V.m. RICHTLINIE 68/151/EWG, Art. 1.

⁸⁵ Vgl. hier und im Folgenden RICHTLINIE 2009/72/EG, Art. 17 und 18.

⁸⁶ Vgl. RICHTLINIE 2009/72/EG, Art. 18, Abs. 4.

⁸⁷ Vgl. RICHTLINIE 2009/72/EG, Art. 19.

Fluktuation von Personal innerhalb des Konzerns durch zwei so genannte waiting periods stark eingeschränkt. Mitglieder des ITO-Managements und des ITO-Aufsichtsorgans dürfen drei Jahre vor Arbeitsbeginn keine andere Position innerhalb des Konzerns inne gehabt haben. Nach Beendigung des Beschäftigungsverhältnisses darf dieser Personenkreis vier Jahre lang nicht vom ITO in andere Konzernbereiche wechseln.

Über das Aufsichtsorgan des ITO erhält das Mutterunternehmen anders als beim ISO-Konzept die Möglichkeit, Einfluss auf solche Entscheidungen zu nehmen, die erheblichen Einfluss auf den Vermögenswert der Netzgesellschaft haben, z.B. langfristige Finanzpläne oder die Verschuldungshöhe.⁸⁸ Auch die Auswahl des ITO-Managements wird von dem Aufsichtsorgan durchgeführt. Eine Einflussnahme auf das operative Geschäft ist dagegen explizit ausgeschlossen. Die Zusammensetzung des Aufsichtsorgans ergibt sich aus seiner Eigentümerstruktur. Nach den Regeln der Mitbestimmung können ggf. einige Mitglieder die Mitarbeiter des ITO repräsentieren. Abgesehen von den Arbeitnehmervertretern könnte prinzipiell das Aufsichtsorgan von der Muttergesellschaft besetzt werden, falls kein externer Anteilseigner existiert. Art. 20 Abs. 3 i.V.m. Art. 19 Abs. 2, Unterabsatz 1 und Abs. 3 bis 7 begrenzen eine solche mögliche Dominanz allerdings auf eine Mehrheit von maximal zwei Mitgliedern, die von den Mitgliedsstaaten auch weiter eingeschränkt werden kann.⁸⁹ Die verbleibenden Sitze müssen mit neutralen, externen Repräsentanten besetzt werden. Auch im Falle des ITO-Konzeptes findet somit eine Verdünnung der Verfügungsrechte für die Netzeigentümer dar, da sie im Vergleich zum aktuellen Regulierungsregime auch dann keine uneingeschränkte Möglichkeit mehr zur Wahrung ihrer Eigentümerinteressen haben, wenn sie alleinige Eigentümer sind. Zwar ist die Verdünnung der Verfügungsrechte nicht so stark wie im Fall des de-facto Eigentums im ISO-Konzept. Die Einbußen sind jedoch erheblich und werden im Zuge der Umsetzung der Richtlinie in die nationale Gesetzgebung noch weiter konkretisiert werden müssen, da der Wortlaut der Richtlinie an vielen Stellen bewusst unvollständig gehalten wurde.⁹⁰

Der ITO muss von der Regulierungsbehörde jedes Jahr einen zehnjährigen Netzentwicklungsplan genehmigen lassen, der eine Beschreibung der zukünftigen Investitionsprojekte nebst zugehörigem Zeitplan enthält.⁹¹ Die Behörde kann Änderungen an dem Plan verlangen und notwendige Investitionen erzwingen, wenn sie aus Gründen ausbleiben, die im Einflussbereich des ITO liegen.⁹²

An den Einnahmen des ITO partizipiert das Mutterunternehmen nur insoweit in Form einer Dividende oder Gewinnbeteiligung, wie es (Minderheits-)Anteile daran hält. Generell unterscheiden sich die Ausschüttungsmodalitäten damit nicht von anderen Unter-

⁸⁸ Vgl. RICHTLINIE 2009/72/EG, Art. 20, Abs. 1 und 2.

⁸⁹ Vgl. SCHMIDT-PREUß (2009), S. 87.

⁹⁰ Siehe hierzu auch den Aspekt der Entgeltverrichtung des ISO an den Netzeigentümer für die Nutzung der Infrastruktur in Kapitel 3.3.2.1.

⁹¹ Vgl. RICHTLINIE 2009/72/EG, Art. 22, Abs. 1 und 2.

⁹² Vgl. RICHTLINIE 2009/72/EG, Art. 22, Abs. 5 und 7.

nehmen mit dergleichen Rechtsform. Über die Höhe der Ausschüttung entscheidet das Aufsichtsorgan des ITO.⁹³ Die Ausschüttung muss von der Regulierungsbehörde genehmigt werden.⁹⁴

3.3.3.2 Vor- und Nachteile

Das ITO-Konzept sorgt für die wenigsten strukturellen Änderungen im Bereich des Übertragungsnetzes und stellt für die vertikal integrierten Stromkonzerne den geringsten Eingriff dar, da sowohl Netzeigentum als auch Netzbetrieb im Konzernverbund verbleiben können. Insoweit handelt es sich um eine systemkonforme Weiterentwicklung der zurzeit bestehenden Entflechtungssituation. Bei korrekter Umsetzung der Vorschriften könnten dennoch die Entflechtungsziele im gleichen Maß wie bei den anderen beiden Konzepten erreicht werden. Insoweit wäre dem Prinzip der Regulierungstheorie entsprochen, so wenig wie nötig und gleichzeitig so viel wie nötig in den Markt einzugreifen. Dies setzt allerdings eine strenge Überwachung durch die Regulierungsbehörde voraus, die dafür in größerem Umfang zusätzliches Personal benötigt. Hierzu trägt zusätzlich bei, dass die Entflechtungsvorgaben für dieses Konzept sehr umfangreich, detailliert und komplex sind. Der in Kapitel 3.1 beschriebene, inhärente Interessenkonflikt soll bei diesem Konzept nicht so sehr intrinsisch durch eine Veränderung der Anreizstruktur, sondern vor allem extrinsisch durch ein hohes Maß an Überwachung aufgelöst werden. Die Verfehlung der Entflechtungsziele ist damit bei Mängeln in der Kontrolle durch die Regulierungsbehörde leichter möglich als wenn die Unternehmen aus eigenem Interesse ihr Verhalten ändern.

3.3.4 Zwischenfazit

Die Ziele, das mit allen drei zuvor dargestellten Entflechtungskonzepten erreicht werden soll, ist stets dasselbe: Die Schaffung von wirksamen Wettbewerb auf dem gemeinsamen Binnenmarkt für Elektrizität durch einen diskriminierungsfreien Zugang zum Stromnetz für alle Marktakteure. Weiter sollen Anreize gesetzt werden, in den Ausbau des Netzes und der Kuppelstellen zu investieren. Der Schlüssel hierzu liegt in der Auflösung des inhärenten Interessenkonfliktes, der besteht, wenn dasselbe vertikal integrierten Unternehmen Netzeigentum und -betrieb inne hat, das gleichzeitig umfangreiche Aktivitäten im Erzeugungs- und Vertriebsbereich durchführt. Das dritte Legislativpaket bietet drei unterschiedlich Ansätze an, diese Ziele zu erreichen. Tabelle 3 zeigt sie in einem Überblick. Die Eigenschaften der Konzepte sind verbunden mit unterschiedlichen Vor- und Nachteilen. Im Rahmen der Umsetzung der Richtlinie in nationales Recht ist es die Aufgabe der einzelnen Regierungen, sich unter Abwägung dieser Vor- und Nachteile für eines der Konzepte zu entscheiden.

⁹³ Vgl. RICHTLINIE 2009/72/EG, Art. 20, Abs. 1.

⁹⁴ Vgl. RICHTLINIE 2009/72/EG, Art. 18, Abs. 7.

	Wichtigste Charakteristika	Vorteile	Nachteile
Ownership Unbundling	<ul style="list-style-type: none"> • Neues eigenständiges Unternehmen mit Netzeigentum und Netzbetrieb in einer Hand • Zwangsverkauf und Beteiligungsverbot bei Anteilen über 50% 	<ul style="list-style-type: none"> • Diskriminierungsfreier Netzzugang wird in jedem Fall realisiert • Wirtschaftliche Eigenständigkeit setzt Anreize zum Ausbau von Netz und Kuppelstellen bei strukturellen Engpässen 	<ul style="list-style-type: none"> • Rechtlich umstrittener, erheblicher Eingriff in die Eigentums- und Vermögensrechte • Wegfall von vertical economies • Notwendigkeit und Angemessenheit umstritten
Independent System Operator	<ul style="list-style-type: none"> • Trennung von Netzeigentum und -betrieb • Netzbetreiber als neues, unabhängiges Unternehmen (ISO) • Eigentümer bleibt unverändert, verfügt aber nur noch über verdünnte Verfügungsrechte 	<ul style="list-style-type: none"> • Prinzipiell das gleiche Ergebnis des diskriminierungsfreien Netzzugangs erreichbar wie beim Ownership Unbundling, wenn Eigentümer tatsächlich keinen Einfluss auf ISO ausüben kann • Weniger starker regulatorischer Eingriff vermeidet juristisch unsichere Situation beim Zwangsverkauf, da keine Veränderung der Eigentumsverhältnisse 	<ul style="list-style-type: none"> • Netze stellen für vorherigen Besitzer nur noch unattraktives de-facto Eigentum ohne Verfügungsrechte dar • Auseinanderfallen von Entscheidungskompetenz und Haftung / Risikoübernahme • Wegfall von vertical economies • Zusätzliche dauerhafte Transaktionskosten durch Schnittstelle Netzbetreiber / Netzeigentümer
Independent Transmission Operator	<ul style="list-style-type: none"> • Verschärfte Variante des Status quo • Netzeigentum und -betrieb bleiben unverändert • Stärkere Eigenständigkeit des Netzbetriebs als Teil eines vertikal integrierten Unternehmens 	<ul style="list-style-type: none"> • Formal der gleiche Zielerreichungsgrad wie bei den anderen Konzepten erreichbar • Lediglich systemkonforme Weiterentwicklung und damit schwächster regulatorischer Eingriff • Umfang der strukturellen Änderungen am geringsten, daher niedrigste einmalige Transaktionskosten für Umsetzung des Regulierungskonzeptes 	<ul style="list-style-type: none"> • Entflechtungsziel leichter verfehlerbar, da diskriminierungsfreier Netzzugang nicht durch intrinsische Motivation, sondern extrinsisch durch Überwachung des Netzbetreibers erreicht wird • Sehr detaillierte und umfangreiche Entflechtungsvorgaben sorgen für deutlich höheren Überwachungsaufwand bei Regulierungsbehörde

Tabelle 3: Überblick über die drei Entflechtungskonzepte

Quelle: Eigene Darstellung.

4 Politische Situation in Deutschland

Das dritte Legislativpaket bedarf einer Umsetzung in nationales Recht. Dabei muss sich die Bundesregierung für eines der drei zur Wahl stehenden Entflechtungskonzepte entscheiden. In diesem Zusammenhang gilt es, die in Kapitel 3.3 dargestellten jeweiligen Vor- und Nachteile gegeneinander abzuwägen. Ökonomen können zur Unterstützung der Entscheidungsfindung einen theoretischen Vergleich durchführen, der insbesondere auf Aspekte der gesamtwirtschaftlichen Effizienz abzielt, und so das vorzugswürdige Konzept ermitteln. Sowohl die Darstellung der Vor- und Nachteile als auch der Vergleich der Konzepte findet dabei zunächst auf rein akademischer Ebene statt. Politische Entwicklungen sollten bei der Ermittlung des vorzugswürdigen Konzeptes als ersten Schritt nicht berücksichtigt werden. Dennoch ist eine Kurzdarstellung dieser Entwicklungen notwendig, um zu ermitteln, ob die Diskussion tatsächlich rein akademisch bleibt und von der Politik inzwischen überholt wurde oder ob wissenschaftlich entwickelte Handlungsempfehlungen eine echte Chance haben, auf den politischen Entscheidungsprozess Einfluss zu nehmen.⁹⁵ Sie sind damit bei der Möglichkeit zur Umsetzung des ausgewählten Konzeptes als zweiten Schritt von Relevanz.

In dem ursprünglich von der EU-Kommission entwickelten Entwurf vom September 2007, der später im August 2009 als Richtlinie 2009/72/EG über gemeinsame Vorschriften zum europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt verabschiedet wurde, waren lediglich zwei Entflechtungskonzepte vorgesehen, aus denen die europäischen Mitgliedsstaaten für die Umsetzung in nationales Recht auswählen können.⁹⁶ Er enthielt das Ownership Unbundling als die von der EU-Kommission präferierte first-best und das ISO-Modell als second-best-Lösung.⁹⁷ Ursprünglich erstrebte die Kommission sogar allein das Entflechtungsmodell des Ownership Unbundling. Nur auf Grund des intensiven Einsatzes, u.a. im EU-Ministerrat, von acht Ländern, an deren Spitze die deutsche Bundesregierung und Frankreich standen, enthält die kürzlich in Kraft getretene Richtlinie nun zusätzlich die Option des ITO, der auch als dritter Weg bezeichnet wird.⁹⁸ Das starke Engagement der deutschen Regierung ließe den Schluss zu, dass an der Umsetzung der Richtlinie in Deutschland im Sinne des dritten Weges kein Zweifel besteht. In diesem Fall hätte - basierend auf dem volkswirtschaftlichen Vergleich der Konzepte - eine akademisch fundierte Empfehlung für das Ownership Unbundling oder für das ISO-Modell kaum Chancen auf reale Umsetzung.

Durch die Verschiebung der politischen Machtverhältnisse in Deutschland auf Grund der Bundestagswahl am 27. September 2009 wird jedoch u.a. durch den Einfluss der FDP möglicherweise auch über das Thema Stromnetzentflechtung neu diskutiert werden. Die FDP setzt sich in ihrem Wahlprogramm für mehr Wettbewerb auf dem Strom-

⁹⁵ Die politischen Entwicklungen wurden bis zum 20. Januar 2010 berücksichtigt.

⁹⁶ Vgl. EU KOMMISSION (2007a), Artikel 8, 10 und 10a.

⁹⁷ Vgl. EU KOMMISSION (2007a), Begründung, S. 6.

⁹⁸ Vgl. o.V. (2008a); o.V. (2008b); SCHMIDT-PREUß (2009), S. 84.

markt und für eine „weitergehende Entflechtung der Energienetze“ ein.⁹⁹ Mit Rainer Brüderle bekleidet ein Mitglied der liberalen Partei das Amt des Bundeswirtschaftsministers. Es bleibt daher abzuwarten, welches Entflechtungskonzept das Wirtschaftsministerium favorisieren wird. Generell stehen Veränderungen im Energiemarkt ganz oben auf der politischen Agenda von Brüderle. Das zeigt sich zum einen in der angekündigten schnellen rechtlichen Umsetzung des dritten Legislativpakets im Rahmen des energiepolitischen Gesamtkonzeptes, das im Oktober 2010 vorgestellt werden soll.¹⁰⁰ Dies wäre weit früher als die in der Richtlinie 2009/72/EG festgelegte Frist. Zum anderen wird dies aber auch in dem Vorhaben Brüderles deutlich, bis Ende Januar ein so genanntes Zerschlagungsgesetz in das Gesetzgebungsverfahren einzubringen.¹⁰¹ Dies soll dem Bundeskartellamt als ultima ratio die Möglichkeit zur horizontalen oder vertikalen Entflechtung von marktbeherrschenden Unternehmen geben, ohne das hierzu ein Nachweis des Marktmachtmissbrauchs erbracht werden muss. Voraussetzung hierfür soll es sein, dass die Wettbewerbsintensität auf dem beherrschten Markt zu gering und auf absehbare Zeit unverändert bleiben wird.¹⁰² Eine der wenigen Branchen, in denen die Anwendung einer solchen Regelung wahrscheinlich wäre, ist die Elektrizitätsindustrie.

Das in der Vergangenheit von den großen Verbundunternehmen, insbesondere von E.ON und Vattenfall, gezeigte Verhalten könnte den politischen Entscheidungsprozess ebenfalls beeinflussen. Im Februar 2008 gab E.ON dem Druck der EU-Kommission nach und kündigte an, sein über 10.000 km langes 380 kV und 220 kV Netz zu verkaufen.¹⁰³ Die Kommission hatte andernfalls angedroht, in einem Kartellverfahren gegen E.ON auf Grund von ungerechtfertigten Preissteigerungen durch Ausübung von Marktmacht eine Kartell-Strafe in Milliardenhöhe zu verhängen. Das Verhalten des Unternehmens, dessen Lobbyarbeit ein starker Treiber dafür war, dass sich die Bundesregierung für den dritten Weg stark gemacht hat, unterstützte damit die deutsche Politik nicht dabei, diese Position auf europäischer Ebene durchzusetzen.¹⁰⁴ Die Vattenfall Europe AG hat im Juli 2008 ihr Stromnetz freiwillig zum Verkauf angeboten, um laut eigener Aussage der unausweichlichen eigentumsrechtlichen Entflechtung der Netze durch die EU-Kommission zuvorzukommen und die Finanzierung der Übernahme des Wettbewerbers Nuon zu erleichtern.¹⁰⁵ Derzeit besteht noch ein Bieterwettstreit zwischen einem Finanzkonsortium um Goldman-Sachs und die belgische Elia als potentielle Käufer.¹⁰⁶ Das noch 2009 im Koalitionsvertrag festgeschriebene Ziel von CDU, CSU und FDP, die deutschen Übertragungsnetze in einer Netz-AG zusammenzuführen,

⁹⁹ Vgl. FDP (2009), S. 53.

¹⁰⁰ Vgl. o.V. (2010a), S. 12.

¹⁰¹ Vgl. SIGMUND (2010), S. 16f.

¹⁰² Vgl. FLAUGER, ET AL. (2010a), S. 4f.

¹⁰³ Vgl. FLAUGER, STRATMANN (2008), S. 2. Die RWE AG wurde im gleichen Zug zur Abgabe seines Ferngasnetzes bewegt (Vgl. STRATMANN (2008), S. 5). Festzustellen bleibt hier, dass sich sowohl E.ON als auch RWE jeweils von ihrem strategisch weniger bedeutsamen Netz getrennt haben.

¹⁰⁴ Vgl. WALDERMANN (2008).

¹⁰⁵ Vgl. o.V. (2008c); o.V. (2010b).

¹⁰⁶ Vgl. o.V. (2010b); o.V. (2010c).

kann durch den Verkauf von E.ON und Vattenfall als nur noch äußerst schwer erreichbar angesehen werden.¹⁰⁷

Losgelöst von den Gründen zeigen die Entscheidungen der beiden Unternehmen, dass der Verbleib der Übertragungsnetze in ihrem Besitz und unter ihrer Kontrolle offenbar doch nicht so entscheidend für das Geschäftsmodell der großen integrierten Energieunternehmen ist, wie dies von den Firmen oftmals kommuniziert wird. Zwar wollen RWE und EnBW ihr Netz unbedingt behalten.¹⁰⁸ Mit Hinblick auf die Interessen der Unternehmen kann konstatiert werden, dass eine Entscheidung der Politik für die Konzepte Ownership Unbundling oder ISO nicht von vornherein ausgeschlossen ist.

Zuletzt sollte angeführt werden, dass auch eine Verquickung mit einem anderen energiepolitischen Thema denkbar ist. Dies könnte im Rahmen des energiepolitischen Gesamtkonzeptes geschehen. Durch die parteiprogrammatische Ausrichtung der neuen Regierungsparteien ist eine Rücknahme des Atomausstieges von 2000/2002 (in Teilen) denkbar.¹⁰⁹ Derzeit nehmen Umwelt- und Wirtschaftsministerium konterkarierende Positionen bezüglich der Ausgestaltung und des Umfangs der Laufzeitverlängerung ein.¹¹⁰ Die Betreiber der Atomkraftwerke setzen sich aktuell stark für Laufzeitverlängerungen ein.¹¹¹ Sie hätten dadurch die Aussicht auf Zusatzgewinne in Milliardenhöhe.¹¹² Es ist bereits absehbar, dass die neue Bundesregierung den Stromproduzenten im Falle einer Verlängerung diese Gewinne nicht vollumfänglich zukommen lassen will. Wirtschaftsminister Brüderle fordert zuletzt eine Abführung von mindestens der Hälfte der Zusatzgewinne.¹¹³ Um in der Öffentlichkeit nicht den Eindruck zu erwecken, eine zu EVU-freundliche Politik zu machen, ist auch ein Szenario denkbar, in dem die Regierung Zugeständnisse in Frage der Laufzeiten von Atomkraftwerken durch eine für die Stromkonzerne ungünstigere Auswahl aus den drei Entflechtungskonzepten der EU-Richtlinie kompensiert. Die Gruppe der Netzbetreiber ist identisch mit der Gruppe der Atomkraftwerksbetreiber.

Es bleibt festzuhalten, dass eine Vorentscheidung der Politik für den dritten Weg bislang keineswegs gefallen ist. Eine Beeinflussung der Entscheidungsfindung ist damit weiterhin möglich, eine Erarbeitung von Handlungsempfehlungen sinnvoll.

5 Zusammenfassung

Der Liberalisierungsprozess des europäischen Strommarktes dauert nun bereits über zehn Jahre an. Seitdem hat sich die Branche in die Richtung eines Wettbewerbsmarktes entwickelt. Dennoch ist das übergeordnete Ziel der Liberalisierung, einen gemeinsamen Markt für Elektrizität im Sinne des EGV zu schaffen, noch nicht erreicht. Durch

¹⁰⁷ Vgl. CDU, et al. (2009), S. 29.

¹⁰⁸ Die Bereitschaft zur Netzveräußerung von RWE beschränkt sich aus ähnlichen Motiven auf das Gasfernleitungsnetz, wie dies bei E.ON bzgl. des Strom-Übertragungsnetzes der Fall ist.

¹⁰⁹ Vgl. FLAUGER, STRATMANN (2009a), S. 3.

¹¹⁰ Vgl. FLAUGER, ET AL. (2010b), S. 1; o.V. (2010d).

¹¹¹ Vgl. FLAUGER, STRATMANN (2009b).

¹¹² Vgl. STRATMANN (2009). S. 4.

¹¹³ Vgl. FLAUGER, ET AL. (2010b), S. 1.

das dritte EU-Binnenmarktpaket entsteht für die europäischen Strommärkte zusätzlicher Druck, sich in die Richtung einer stärkeren Harmonisierung, einer engeren Verknüpfung und einer höheren Wettbewerbsintensität zu entwickeln. Hierzu sollen vor allem die in der Richtlinie 2009/72/EG enthaltenen Vorschriften zur Strukturregulierung des Stromnetzes beitragen.

Die Mitgliedsstaaten können zwecks Umsetzung in nationales Recht zwischen den drei alternativen Modellen der Richtlinie wählen, die alle eine stärkere Entflechtung des Übertragungsnetzes aus den vertikal integrierten Stromkonzernen zur Folge haben. Es besteht die Möglichkeit zur eigentumsrechtlichen Entflechtung, zur Benennung eines unabhängigen Netzbetreibers (ISO) oder eines unabhängigen Übertragungsnetzbetreibers (ITO). Das einheitliche Ziel besteht darin, den vertikal integrierten Konzernen die Möglichkeit zu nehmen, Konkurrenten - insbesondere Markteinsteiger - z.B. bezüglich des Netzzugangs zu diskriminieren oder den besseren Zugang zu Informationen zum eigenen Vorteil auszunutzen.

Die Politik muss sich bei der Umsetzung des dritten Legislativpakets in nationales Recht für eines der Entflechtungsmodelle entschieden. Dabei gilt es unterschiedliche Vor- und Nachteile abzuwägen, wobei keines der Konzepte klar von einem anderen dominiert wird. In Deutschland könnte die Entscheidung schon im Oktober 2010, weit vor Ablauf der dafür vorgesehenen Frist, mit der Vorstellung des energiepolitischen Gesamtkonzeptes fallen. Derzeit ist noch keine Vorentscheidung für eines der Konzepte absehbar.

Literaturverzeichnis

AG ENERGIEBILANZEN (2009): Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2008.

BDEW (2009): Stromerzeugung auf breiter Basis, Pressemitteilung vom 22. Mai 2009.

BRUNEKREEFT, G. (2008): Ownership unbundling in electricity markets - a social cost benefit analysis of the German TSOs, Working Paper 0816 der Electricity Policy Research Group, Universität Cambridge.

BRUNEKREEFT, G., MEYER, R. (2009): Entflechtung auf den Strommärkten: Stand der Debatte, Unecom Discussion Paper 2009-06.

BUNDESGERICHTSHOF (2008): Urteil KVR 60/07 vom 11. November 2008.

BUNDESKARTELLAMT (2006): Sachstandspapier zur Vorbereitung der mündlichen Verhandlung in Sachen Emissionshandel und Strompreisbildung, Bonn.

BUNDESKARTELLAMT (2007): Tätigkeitsbericht 2005/2006, Bundestagsdrucksache 16/5710.

BUNDESNETZAGENTUR (2009): Monitoringbericht 2009.

CDU, CSU UND FDP: Koalitionsvertrag 2009.

EEX (2009a): Finanzsektor-Krise erreicht europäische Energiebörse - Handel von Finanzmarkt-Teilnehmern stark rückläufig Höheres Handelsvolumen von Energiehandelsunternehmen kann Verluste nicht ausgleichen - Umsatz- und Ertragslage dennoch stabil, Pressemitteilung vom 29. Juli 2009, URL: <http://www.eex.com/de/Presse/Pressemitteilung%20Details/press/50974> [03.10.2009].

EEX (2009b): Handelsvolumina in 2008 weiter gestiegen - Strom-Spotmarkt um fast 25 Prozent gesteigert, Pressemitteilung vom 8. Januar 2009, URL: <http://www.eex.com/de/Presse/Pressemitteilung%20Details/press/41690> [03.10.2009].

EU KOMMISSION (2007a): Vorschlag für eine Richtlinie des europäischen Parlamentes und des Rates zur Änderung der Richtlinie 2003/54/EG über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt, KOM 2007/528 endgültig.

EU KOMMISSION (2007b): Neue Energie für Europa: Ein echter Markt mit sicherer Versorgung, Memo/07/361.

EU KOMMISSION (2009): Bericht über die Fortschritte bei der Verwirklichung des Erdgas- und Elektrizitätsbinnenmarktes, KOM (2009) 115 endgültig.

FDP (2009): Programm zur Bundestagswahl 2009.

- FLAUGER, J. (2008): E.ON prüft Thüga-Verkauf, Handelsblatt Online vom 25. Februar 2008, URL: [http://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/eon-prueft-thuega-verkauf%3B1395 425](http://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/eon-prueft-thuega-verkauf%3B1395%20425) [04.10.2009].
- FLAUGER, J. (2009a): E.ON arbeitet EU-Auflagen zügig ab, Handelsblatt vom 2./3./4. Oktober 2009, S. 18.
- FLAUGER, J. (2009b): Stadtwerke schaffen neues Schwergewicht, Handelsblatt vom 13. August 2009, S. 14.
- FLAUGER, J., ET AL. (2010a): Interview mit Rainer Brüderle: „Wer nach den Regeln spielt, hat nichts zu befürchten“, Handelsblatt vom 18. Januar 2010, S. 4f.
- FLAUGER, J., ET AL. (2010b): Brüderle schröpft Atomindustrie, Handelsblatt vom 18. Januar 2010, S. 1.
- FLAUGER, J., STRATMANN, K. (2008): „Ein Bären dienst für die Branche“, Handelsblatt vom 29. Februar/1., 2. und 3. März, S. 2.
- FLAUGER, J., STRATMANN, K. (2009a): Energieriesen zählen zu den Wahlsiegern, Handelsblatt vom 29. September 2009, S. 3.
- FLAUGER, J., STRATMANN, K. (2009b): Stromkonzerne preschen bei Atomkraft vor, URL: <http://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/stromkonzerne-preschen-bei-atomkraft-vor%3B2462161> [05.10.2009].
- GESETZ GEGEN WETTBEWERBSBESCHRÄNKUNGEN (GWB)
- HAUCAP, J. (2007): The Costs and Benefits of Ownership Unbundling, Intereconomics, November/Dezember 2007, S. 301-305.
- HAUCAP, J., ET AL. (2008): Vertikale Entflechtung netzgebundener Industrien: Kosten und Nutzen aus ökonomischer Sicht, in: Gesellschaft für öffentliche Wirtschaft (Hrsg.): Trennung von Infrastruktur und Betrieb, Beiträge zur öffentlichen Wirtschaft 26, Berlin, S. 27-65.
- HELLERMANN (2008): §§ 2, 3 in: Britz, G. et al. (Hrsg.), Energiewirtschaftsgesetz - Kommentar, München, S. 119 - 148.
- HENSING, I., ET AL. (1998): Energiewirtschaft - Einführung in Theorie und Politik, München und Wien.
- HEUCK, K., ET AL. (2007): Elektrische Energieversorgung - Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis, 7. vollständig überarbeitete und erweiterte Auflage, Wiesbaden.

- JONES, C., WEBSTER, W. (2006): EU Energy Law: Volume I: The Internal Energy Market, revised 2nd edition, Leuven.
- JOSKOW, P. L. (2005): Regulation of Natural Monopolies, Working Paper, Center for Energy and Environmental Policy Research.
- KONSTANTIN, P. (2009) Praxisbuch Energiewirtschaft - Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt, 2. bearbeitete und aktualisierte Auflage, Berlin und Heidelberg.
- KRIEGER, S. (2007): Stromversorger im Wettbewerb, Vortrag an der Evangelischen Akademie Tutzing am 12. November 2007.
- KRUSE, J. (1997): Vertikale Integration als Wettbewerbsproblem, in: Kruse, J., et al. (Hrsg.): Wettbewerbspolitik im Spannungsfeld nationaler und internationaler Kartellrechtsordnungen, Baden-Baden, S. 247-270.
- MATTHES, F.C. (2008): Die Gewinnmitnahmen deutscher Stromerzeuger in der zweiten Phase des EU-Emissionshandelssystems (2008-2012), Kurzanalyse für die Umweltstiftung WWF Deutschland.
- MATTHES, F.C., ET AL. (2007): Power Generation Market Concentration in Europe 1996-2005. An Empirical Analysis, Analyse des Öko-Instituts.
- MONOPOLKOMMISSION (2009): Sondergutachten Strom und Gas 2009: Energiemärkte im Spannungsfeld von Politik und Wettbewerb, Sondergutachten gemäß § 62 Abs. 1 EnWG.
- MÜLLER, L. (2001): Handbuch der Elektrizitätswirtschaft - Technische, wirtschaftliche und rechtliche Grundlagen, 2. Auflage, Berlin und Heidelberg.
- OCKENFELS, A. (2007): Strombörse und Marktmacht, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 05/2007, S. 46-60.
- o.V. (2008a): EU verzichtet auf Zerschlagung der Energiekonzerne, Spiegel Online vom 06. Juni 2008, URL: <http://www.spiegel.de/wirtschaft/0,1518,558249,00.html> [05.10.2009].
- o.V. (2008b): Energieminister einigen sich bei Liberalisierung des Energiesektors, Euractiv vom 13. Oktober 2008, URL: <http://www.euractiv.com/de/energie/energieminister-einigen-liberalisierung-energiesektors/article-176282> [05.10.2009].
- o.V. (2008c): Vattenfall will Stromnetz verkaufen, Handelsblatt Online vom 15. Juli 2008, URL: <http://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/vattenfall-will-stromnetz-verkaufen;2015849> [05.10.2009].

- o.V. (2009): Kartellamt prüft Thüga-Verkauf an Stadtwerke, Spiegel Online vom 11. September 2009, URL: <http://www.spiegel.de/wirtschaft/0,1518,648455,00.html> [04.10.2009].
- o.V. (2010a): Energiekonzept: Eckpunkte sollen im Juni kommen, Handelsblatt vom 20. Januar 2010, S. 12.
- o.V. (2010b): Belgier kaufen offenbar Vattenfall-Netz, Tagesspiegel Online vom 13. Januar 2010, URL: <http://www.tagesspiegel.de/wirtschaft/Energie-Vattenfall;art271,3000619> [20.01.2010].
- o.V. (2010c): Goldman-Sachs legt im Wettbieten um Vattenfall-Stromnetz nach, Handelsblatt Online vom 15.01.2010, URL: <http://www.handelsblatt.com/unternehmen/banken-versicherungen/angebot-goldman-sachs-legt-im-wettbieten-um-vattenfall-stromnetz-nach;2512852> [20.01.2010].
- o.V. (2010d): Röttgen verhandelt bereits über Laufzeiten, Financial Times Deutschland Online vom 15. Januar 2010, URL: <http://www.ftd.de/politik/deutschland/:ftd-roettgen-verhandelt-bereits-ueber-laufzeiten/50060798.html> [20.01.2010].
- POLLITT, M. G. (2007a): The arguments for and against ownership unbundling of energy transmission networks, Working Paper 0714 der Electricity Policy Research Group, Universität Cambridge.
- POLLITT, M. G. (2007b): Ownership Unbundling of Energy Networks, Intereconomics, November/Dezember 2007, S. 292-297.
- RICHTLINIE 2009/72/EG DER EUROPÄISCHEN UNION.
- SCHMIDT-PREUß, M. (2009): OU - ISO - ITO: Die Unbundling-Optionen des 3. EU-Liberalisierungspakets, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 09/2009, S. 82-89.
- SCHOSER, C. (2009): Wege zum Energiebinnenmarkt aus Sicht der EU-Kommission: Bestandsaufnahme der Diskussion zum dritten Binnenmarktpaket, in: Erdmann, G., et al. (2009): Wettbewerb in der Energiewirtschaft, Schriften des Vereins für Socialpolitik, Band 322, Berlin.
- SCHWAB, A. J. (2006) Elektroenergiesysteme - Erzeugung, Transport, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie, Berlin und Heidelberg.
- SCHWINTOWSKI, H.-P. (2006): Handbuch Energiehandel, Berlin.
- SIEGMUND, T. (2010): Entflechtungsgesetz stößt auf geteiltes Echo, Handelsblatt vom 12. Januar 2010, S. 16f.

- STEGER, U., ET AL. (2008): Die Regulierung elektrischer Netze - Offene Fragen und Lösungsansätze, Berlin und Heidelberg.
- STRATMANN, K. (2008): Glos attackiert Absprachen der Kommission mit Energiekonzernen, Handelsblatt vom 4. Juni 2008, S. 5.
- STRATMANN, K. (2009): Energiekonzerne müssen um jedes Kernkraftwerk kämpfen, Handelsblatt vom 5. Oktober 2009, S. 4.
- THÜGA (2009): E.ON und kommunales Erwerberkonsortium Integra/KOM9 einigen sich über wirtschaftliche Grundzüge des Thüga-Verkaufs, Pressemitteilung vom 12. August 2009, URL: http://www.thuega.de/fileadmin/media/pdf_2009/Pressemitteilung_12.08.09.pdf [04.10.2009].
- VDEW (2007): Stromnetz in Deutschland - Daten und Fakten 2007.
- VERORDNUNG 713/2009 ZUR GRÜNDUNG EINER AGENTUR FÜR DIE ZUSAMMENARBEIT DER ENERGIE-REGULIERUNGSBEHÖRDEN.
- VERORDNUNG ÜBER DIE ANREIZREGULIERUNG DER ENERGIEVERSORGUNGSNETZE (AREGV).
- VERTRAG ZUR GRÜNDUNG DER EUROPÄISCHEN GEMEINSCHAFT (EGV).
- VON WEIZSÄCKER, C. C. (2007): Die vorgeschlagene Novellierung des Kartellrechts und der Großhandelsmarkt für Strom, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 01/2007, S. 30-39.
- WALDERMANN, A. (2008): E.ON will Stromnetz verkaufen um Zerschlagung zu entgehen, Spiegel Online vom 28. Februar 2008, URL: <http://www.spiegel.de/wirtschaft/0,1518,538364,00.html> [05.10.2009].

**Arbeitspapiere des Instituts für Genossenschaftswesen
der Westfälischen Wilhelms-Universität Münster**

- | | |
|---|---|
| <p>Nr. 1
<i>Holger Bonus</i>
Wirtschaftliches Interesse und Ideologie im Umweltschutz
August 1984</p> | <p>Nr. 12
<i>Reimut Jochimsen</i>
Eine Europäische Wirtschafts- und Währungsunion - Chancen und Risiken
August 1994</p> |
| <p>Nr. 2
<i>Holger Bonus</i>
Waldkrise - Krise der Ökonomie?
September 1984</p> | <p>Nr. 13
<i>Hubert Scharlau</i>
Betriebswirtschaftliche und steuerliche Überlegungen und Perspektiven zur Unternehmensgliederung in Wohnungsbaugenossenschaften
April 1996</p> |
| <p>Nr. 3
<i>Wilhelm Jäger</i>
Genossenschaftsdemokratie und Prüfungsverband - Zur Frage der Funktion und Unabhängigkeit der Geschäftsführerprüfung
Oktober 1984</p> | <p>Nr. 14
<i>Holger Bonus / Andrea Maria Wessels</i>
Genossenschaften und Franchising
Februar 1998</p> |
| <p>Nr. 4
<i>Wilhelm Jäger</i>
Genossenschaft und Ordnungspolitik
Februar 1985</p> | <p>Nr. 15
<i>Michael Hammerschmidt / Carsten Hellinger</i>
Mitgliedschaft als Instrument der Kundenbindung in Genossenschaftsbanken
Oktober 1998</p> |
| <p>Nr. 5
<i>Heinz Grosseckler</i>
Ökonomische Analyse der interkommunalen Kooperation
März 1985</p> | <p>Nr. 16
<i>Holger Bonus / Rolf Greve / Thorn Kring / Dirk Polster</i>
Der genossenschaftliche Finanzverbund als Strategisches Netzwerk - Neue Wege der Kleinheit
Oktober 1999</p> |
| <p>Nr. 6
<i>Holger Bonus</i>
Die Genossenschaft als Unternehmungstyp
August 1985</p> | <p>Nr. 17
<i>Michael Hammerschmidt</i>
Mitgliedschaft als ein Alleinstellungsmerkmal für Kreditgenossenschaften - Empirische Ergebnisse und Handlungsvorschläge
April 2000</p> |
| <p>Nr. 7
<i>Hermann Ribhegge</i>
Genossenschaftsgesinnung in entscheidungslogischer Perspektive
Februar 1986</p> | <p>Nr. 18
<i>Claire Binisti-Jahndorf</i>
Genossenschaftliche Zusammenarbeit auf europäischer Ebene
August 2000</p> |
| <p>Nr. 8
<i>Joachim Wiemeyer</i>
Produktivgenossenschaften und selbstverwaltete Unternehmen - Instrumente der Arbeitsschaffung?
September 1986</p> | <p>Nr. 19
<i>Olaf Lüke</i>
Schutz der Umwelt - Ein neues Betätigungsfeld für Genossenschaften?
September 2000</p> |
| <p>Nr. 9
<i>Hermann Ribhegge</i>
Contestable markets, Genossenschaften und Transaktionskosten
März 1987</p> | <p>Nr. 20
<i>Astrid Höckels</i>
Möglichkeiten der Absicherung von Humankapitalinvestitionen zur Vermeidung unerwünschter Mitarbeiterfluktuation
November 2000</p> |
| <p>Nr. 10
<i>Richard Böger</i>
Die Niederländischen Rabobanken - Eine vergleichende Analyse
August 1987</p> | <p>Nr. 21
<i>José Miguel Simian</i>
Wohnungsgenossenschaften in Chile - Vorbild für eine Politik der Wohneigentumsbildung in Deutschland?
Mai 2001</p> |
| <p>Nr. 11
<i>Richard Böger / Helmut Pehle</i>
Überlegungen für eine mitgliederorientierte Unternehmensstrategie in Kreditgenossenschaften
Juni 1988</p> | |

- Nr. 22
Rolf Greve / Nadja Lämmer
 Quo vadis Genossenschaftsgesetz? - Ein Überblick über aktuelle Diskussionsvorschläge
Christian Lucas
 Von den Niederlanden lernen? - Ein Beitrag zur Diskussion um die Reform des deutschen Genossenschaftsrechts
 Mai 2001
- Nr. 23
Dirk Polster
(unter Mitarbeit von Lars Testorf)
 Verbundexterne Zusammenarbeit von Genossenschaftsbanken - Möglichkeiten, Grenzen, Alternativen
 November 2001
- Nr. 24
Thorn Kring
 Neue Strategien - neue Managementmethoden - Eine empirische Analyse zum Strategischen Management von Genossenschaftsbanken in Deutschland
 Februar 2002
- Nr. 25
Anne Kretschmer
 Maßnahmen zur Kontrolle von Korruption - eine modelltheoretische Untersuchung
 Juni 2002
- Nr. 26
Andrea Neugebauer
 Divergierende Fallentscheidungen von Wettbewerbsbehörden - Institutionelle Hintergründe
 September 2002
- Nr. 27
Theresia Theurl / Thorn Kring
 Governance Strukturen im genossenschaftlichen FinanzVerbund: Anforderungen und Konsequenzen ihrer Ausgestaltung
 Oktober 2002
- Nr. 28
Christian Rotter
 Risikomanagement und Risikocontrolling in Wohnungsgenossenschaften
 November 2002
- Nr. 29
Rolf Greve
 The German cooperative banking group as a strategic network: function and performance
 November 2002
- Nr. 30
Florian Deising / Angela Kock / Kerstin Liehr-Gobbers / Barbara Schmollmüller / Nina Tantzen
 Die Genossenschaftsidee HEUTE: Hostsharing e.G. - eine Fallstudie
 Dezember 2002
- Nr. 31
Florian Deising
 Der Nitrofen-Skandal - Zur Notwendigkeit genossenschaftlicher Kommunikationsstrategien
 Januar 2003
- Nr. 32
Gerhard Specker
 Die Genossenschaft im Körperschaftsteuersystem Deutschlands und Italiens
 März 2003
- Nr. 33
Frank E. Münnich
 Der Ökonom als Berater - Einige grundsätzliche Erwägungen zur wissenschaftlichen Beratung der Politik durch Ökonomen
 April 2003
- Nr. 34
Sonja Schölermann
 Eine institutionenökonomische Analyse der „Kooperations-Beratung“
 August 2003
- Nr. 35
Thorn Kring
 Erfolgreiche Strategieumsetzung - Leitfaden zur Implementierung der Balanced Scorecard in Genossenschaftsbanken
 September 2003
- Nr. 36
Andrea Neugebauer
 Wettbewerbspolitik im institutionellen Wandel am Beispiel USA und Europa
 September 2003
- Nr. 37
Kerstin Liehr-Gobbers
 Determinanten des Erfolgs im Legislativen Lobbying in Brüssel - Erste empirische Ergebnisse
 September 2003
- Nr. 38
Tholen Eekhoff
 Genossenschaftsbankfusionen in Norddeutschland - eine empirische Studie
 Januar 2004
- Nr. 39
Julia Trampel
 Offshoring oder Nearshoring von IT-Dienstleistungen? - Eine transaktionskostentheoretische Analyse
 März 2004
- Nr. 40
Alexander Eim
 Das Drei-Säulen-System der deutschen Kreditwirtschaft unter besonderer Berücksichtigung des Genossenschaftlichen Finanzverbundes
 August 2004
- Nr. 41
André van den Boom
 Kooperationsinformationssysteme - Konzeption und Entwicklung eines Instruments zur Erkenntnisgewinnung über das Phänomen der Kooperation
 August 2004

- Nr. 42
Jacques Santer
Die genossenschaftliche Initiative - ein Baustein der Europäischen Wirtschaft
September 2004
- Nr. 43
Theresia Theurl (Hrsg.)
Die Zukunft der Genossenschaftsbanken - die Genossenschaftsbank der Zukunft, Podiumsdiskussion im Rahmen der IGT 2004 in Münster
Dezember 2004
- Nr. 44
Theresia Theurl (Hrsg.)
Visionen in einer Welt des Shareholder Value, Podiumsdiskussion im Rahmen der IGT 2004 in Münster
Dezember 2004
- Nr. 45
Walter Weinkauff (Hrsg.)
Kommunikation als Wettbewerbsfaktor, Expertendiskussion im Rahmen der IGT 2004 in Münster
Dezember 2004
- Nr. 46
Andrea Schweinsberg
Organisatorische Flexibilität als Antwort auf die Globalisierung
Dezember 2004
- Nr. 47
Carl-Friedrich Leuschner
Genossenschaften - Zwischen Corporate und Cooperative Governance
März 2005
- Nr. 48
Theresia Theurl
Kooperative Governancestrukturen
Juni 2005
- Nr. 49
Oliver Budzinski / Gisela Aigner
Institutionelle Rahmenbedingungen für internationale M&A-Transaktionen - Auf dem Weg zu einem globalen Fusionskontrollregime?
Juni 2005
- Nr. 50
Bernd Raffelhüschen / Jörg Schoder
Möglichkeiten und Grenzen der Integration von genossenschaftlichem Wohnen in die Freiburger Zwei-Flanken-Strategie
Juni 2005
- Nr. 51
Tholen Eekhoff
Zur Wahl der optimalen Organisationsform betrieblicher Zusammenarbeit - eine gesamtwirtschaftliche Perspektive
Juli 2005
- Nr. 52
Cengiz K. Iristay
Kooperationsmanagement: Einzelne Facetten eines neuen Forschungsgebiets - Ein Literaturüberblick
August 2005
- Nr. 53
Stefanie Franz
Integrierte Versorgungsnetzwerke im Gesundheitswesen
März 2006
- Nr. 54
Peter Ebertz
Kooperationen als Mittel des Strategischen Risikomanagements
März 2006
- Nr. 55
Frank Beermann
Kooperation beim Stadtumbau - Übertragung des BID-Gedankens am Beispiel des Wohnungsrückbaus
Juni 2006
- Nr. 56
Alexander Geist
Flughäfen und Fluggesellschaften - eine Analyse der Kooperations- und Integrationsmöglichkeiten
Juni 2006
- Nr. 57
Stefanie Franz / Mark Wipprich
Optimale Arbeitsteilung in Wertschöpfungsnetzwerken
Oktober 2006
- Nr. 58
Dirk Lamprecht / Alexander Donschen
Der Nutzen des Member Value Reporting für Genossenschaftsbanken - eine ökonomische und juristische Analyse
Dezember 2006
- Nr. 59
Dirk Lamprecht / Christian Strothmann
Die Analyse von Genossenschaftsbankfusionen mit den Methoden der Unternehmensbewertung
Dezember 2006
- Nr. 60
Mark Wipprich
Preisbindung als Kooperationsinstrument in Wertschöpfungsnetzwerken
Januar 2007
- Nr. 61
Theresia Theurl / Axel Werries
Erfolgsfaktoren für Finanzportale im Multikanalbanking von Genossenschaftsbanken - Ergebnisse einer empirischen Untersuchung
Februar 2007
- Nr. 62
Bettina Schlelein
Wohnungsgenossenschaftliche Kooperationspotentiale - empirische Ergebnisse des Forschungsprojektes
März 2007
- Nr. 63
Gerhard Schwarz
Vertrauensschwund in der Marktwirtschaft, Vortrag anlässlich der Mitgliederversammlung der Forschungsgesellschaft für Genossenschaftswesen Münster
April 2007

- Nr. 64
Theresia Theurl / Stefanie Franz
"Benchmark Integrierte Versorgung im Gesundheitswesen"- Erste empirische Ergebnisse
April 2007
- Nr. 65
Christian Albers / Dirk Lamprecht
Die Bewertung von Joint Ventures mit der Free Cash Flow-Methode unter besonderer Berücksichtigung kooperationsinterner Leistungsbeziehungen
Mai 2007
- Nr. 66
Pierin Vincenz
Raiffeisen Gruppe Schweiz: Governancestrukturen, Erfolgsfaktoren, Perspektiven
Ein Gespräch mit Dr. Pierin Vincenz, Vorsitzender der Geschäftsleitung der Raiffeisen Gruppe Schweiz
Juni 2007
- Nr. 67
Alexander Wesemann
Die Gestaltung der Außenbeziehungen von Kooperationen und ihre Rückwirkungen auf das Kooperationsmanagement - Ein Problemaufriss
August 2007
- Nr. 68
Jörg-Matthias Böttiger / Verena Wendlandt
Kooperationen von Logistikunternehmen - Eine hypothesenbasierte Auswertung von Experteninterviews
November 2007
- Nr. 69
Christian Strothmann
Die Bewertung Strategischer Allianzen mit dem Realoptionsansatz
November 2007
- Nr. 70
Theresia Theurl / Jörg-Matthias Böttiger
Stakeholderorientierte Berichterstattung in Genossenschaften - Einordnung, Zielsetzung und Grundsätze des MemberValue-Reportings
Dezember 2007
- Nr. 71
Konstantin Kolloge
Kooperationsstrategien der internationalen Beschaffung - eine qualitative empirische Analyse für China und Indien
Dezember 2007
- Nr. 72
Theresia Theurl / Konstantin Kolloge
Kategorisierung von Unternehmenskooperationen als Grundlage eine „More Economic Approach“ im europäischen Kartellrecht - Die Notwendigkeit eines regelbasierten Ansatzes und erste Vorschläge zu seiner Umsetzung
April 2008
- Nr. 73
- Anne Saxe*
Erfolgsfaktoren von Stiftungs Kooperationen - ein Problemaufriss
Mai 2008
- Nr. 74
Christian Albers
Kooperationen als Antwort auf die Herausforderungen in der Versicherungswirtschaft - eine Analyse am Beispiel der Kapitalanlage
Mai 2008
- Nr. 75
Carsten Sander
Aktuelle Herausforderungen kommunaler Energieversorgungsunternehmen - Kooperationen als strategische Option
Juni 2008
- Nr. 76
Konstantin Kolloge
Die Messung des Kooperationserfolges in der empirischen Forschung - Ergebnisse einer Literaturstudie
Januar 2009
- Nr. 77
Christoph Heller
Akteure der deutschen Gesundheitswirtschaft - eine Analyse der Wirkungen von Marktakteuren auf die Krankenhausbranche
Januar 2009
- Nr. 78
Carsten Sander
Kooperationen kommunaler Energieversorger - eine empirische Bestandsaufnahme
März 2009
- Nr. 79
Jörg-Matthias Böttiger
Ein Ansatz auf Operationalisierung des MemberValues für Wohnungsgenossenschaften - Ausgewählte Ergebnisse und Managementbedarf aus Mitgliedersicht
April 2009
- Nr. 80
Jörg-Matthias Böttiger
Benchmarkergebnisse zur Mitgliederzufriedenheit von Wohnungsgenossenschaften
April 2009
- Nr. 81
Theresia Theurl / Konstantin Kolloge
Internationale Unternehmenskooperationen im deutschen Maschinenbau - Eine empirische Analyse
Mai 2009
- Nr. 82
Christian Strothmann
Die Bewertung von Unternehmenskooperationen unter besonderer Berücksichtigung ihrer Stabilität
August 2009

Nr. 83
Christian Harnisch
Funktionale Separierung als strategisches Regulierungsinstrument auf dem europäischen Telekommunikationsmarkt
August 2009

Nr. 84
Ludwig Brütting
Marken von Kooperationen - Anforderungen und Implementationen
August 2009

Nr. 85
Christian Albers
Unternehmenskooperationen in der deutschen Versicherungswirtschaft - eine empirische Analyse
September 2009

Nr. 86
Christoph Heller
Qualitätsvergleich deutscher Krankenhäuser - Eine Studie anhand der Daten zur externen vergleichenden Qualitätssicherung -
September 2009

Nr. 87
Annegret Saxe
Erfolgsfaktoren von Stiftungs Kooperationen - Ergebnisse der theoretischen und empirischen Analyse.
September 2009

Nr. 88
Annegret Saxe
Toolbox Stiftungsmanagement und Stiftungsoperationsmanagement.
September 2009

Nr. 90
Christian Albers
Erfolgsfaktoren von Kooperationen von Versicherern - Ergebnisse einer empirischen Erhebung
Oktober 2009

Nr. 90
Martin Büdenbender
Atomausstieg in Deutschland - ein zukunftsfähiger Sonderweg im europäischen Kontext?
Oktober 2009

Nr. 91
Martin Büdenbender
Entflechtung von Stromnetzen in Deutschland und Europa im Rahmen des dritten EU-Legislativpakets - Eine Problemdarstellung
Februar 2010

Die Arbeitspapiere sind - sofern nicht vergriffen - erhältlich beim
Institut für Genossenschaftswesen der Universität Münster, Am Stadtgraben 9, 48143 Münster,
Tel. (02 51) 83-2 28 01, Fax (02 51) 83-2 28 04, E-Mail: info@ifg-muenster.de
oder als Download im Internet unter www.ifg-muenster.de (Rubrik Forschung)
