



EUROPÄISCHE AKADEMIE

zur Erforschung von Folgen wissenschaftlich-technischer Entwicklungen
Bad Neuenahr-Ahrweiler GmbH

Direktor: Professor Dr. Dr. h. c. Carl Friedrich Gethmann

Ulrich Steger, Ulrich Büdenbender,
Eberhard Feess, Dieter Nelles

Die Regulierung elektrischer Netze

Offene Fragen und Lösungsansätze

Springer-Verlag, Berlin 2008
ISBN 978-3-540-68417-6

Vorwort

Die sichere Versorgung der modernen Gesellschaft mit elektrischer Energie ist von enormer Bedeutung. Der Bedarf an unterbrechungsfrei zur Verfügung gestelltem Strom wächst beständig, gleichzeitig dürfen Forderungen nach Wirtschaftlichkeit, Effizienz, Gerechtigkeit in der Kostenverteilung und Umweltschutzbelange nicht ignoriert werden. Es bedarf daher der Regulierung elektrischer Netze als natürliche Monopole, damit sie in diesem komplexen Spannungsfeld funktionieren und ihrer Aufgabe dauerhaft gerecht werden.

Vor dem Hintergrund dieser aktuell und zukünftig bedeutsamen Herausforderungen, mit der die Regulierung der elektrischen Netze konfrontiert ist, hat die Europäische Akademie eine interdisziplinäre Forschungsgruppe ins Leben gerufen, um wissenschaftlich fundierte Empfehlungen zur Regulierung elektrischer Versorgungsnetze zu erarbeiten. Die Ergebnisse der Studie sollen dabei nicht das Ende, sondern die Basis für die Fortführung eines strukturierten und ergebnisorientierten Dialogs in der Wissenschaft und der Öffentlichkeit sein, ganz im Sinne eines beständigen Lernprozesses der Gestaltung unserer technischen Umwelt.

Der vorliegende Band ist das Ergebnis einer intensiven Zusammenarbeit der Projektgruppe, das im Verlauf von zehn Arbeitssitzungen diskutiert und erarbeitet wurde. Dabei konnten auch Aspekte berücksichtigt werden, die im Rahmen wissenschaftlicher Diskussionsrunden mit externen Experten und zahlreicher Einzeldiskussionen mit Kollegen verschiedener Fachgebiete erörtert wurden. Besonderer Dank gebührt in diesem Zusammenhang: Dr. Hans-Jürgen Brick (Dortmund), Herrn Robert Busch (Berlin), Dr. Jochen Kreusel (Mannheim), Professor Dr. Dieter Schmitt (Essen), Herrn Ernst Schwanhold (Ludwigshafen), Joachim Vanzetta (Dortmund), Dr. Gerrit Volk (Bonn) sowie Professor Dr. Christian von Hirschhausen (Dresden) und Dr. Eberhard Meller (Berlin). Dem Direktor der Europäischen Akademie, Herrn Professor Dr. Dr. h.c. Carl Friedrich Gethmann, gilt der Dank der Gruppe für seine verlässliche Unterstützung der interdisziplinären Forschung sowie seine konstruktiven wissenschaftlichen Anregungen.

Für die mit großer Sorgfalt erstellten Bilder und Grafiken des Anhangs gebührt Herrn Julian Lingner herzlicher Dank.

Im April 2008

Ulrich Steger
Ulrich Bündenbender
Eberhard Feess
Dieter Nelles

Inhaltsverzeichnis

Geleitwort	VII
Vorwort	IX
Abkürzungsverzeichnis	XI
I Executive Summary	1
I.1 The Technical Imperatives of Electricity Grid Regulation	2
I.2 The Regulatory Dynamics: Evolution of Regulatory Concepts	2
I.3 Is there an Information Asymmetry?.....	4
I.4 Balancing Security of Supply with Low Prices	6
I.5 Selected Topics Concerning the New Regulatory Framework (Chapter 3)	7
I.5.1 Responsibility for Investment Estimates and the “Right Decisions” (3.1)	7
I.5.1.1 Interruptible Contracts	9
I.5.1.2 Options for an Interactive Relationship between Regulator and Regulated Company	10
I.5.2 In Search of a New Innovation Model (3.2)	10
I.5.3 Ensuring High Safety and Reliability (3.3)	11
I.5.4 Coordination of Power Plant Sites and Electricity Grid Requirements (3.4)	12
I.5.4.1 The Common Market for Electricity (3.5)	13
I.5.5 No Need for Ownership Unbundling (3.6)?.....	14
I.6 Conclusion, Recommendations and Open Questions (Chapter 4)	15
1 Einleitung	19
1.1 Zwölf Jahre Deregulierung der Elektrizitätswirtschaft: Wo stehen wir in der Diskussion?	19
1.2 Zielsetzung der Arbeit	22
1.3 Inhalt und Aufbau des Buches	23
1.4 Gegenwärtige Herausforderungen und die Situation der elektrischen Energieversorgungsnetze	24

1.4.1	Strommarkt und Strombedarf im Wandel	25
1.4.2	Elektrizitätsversorgungsnetze und Stromhandel in Europa ..	27
1.4.3	Planung von Netztrassen	29
1.4.4	Umweltaspekte	30
1.4.5	Einspeisung von regenerativ erzeugter Energie	32
2	Grundlagen der Analyse	37
2.1	Technische Besonderheiten des elektrischen Energieversorgungsnetzes	37
2.1.1	Elektrische Energie.....	37
2.1.2	Stromerzeugung	38
2.1.3	Verbund- und Verteilnetze.....	40
2.1.4	Monopolstrukturen	41
2.1.5	Pflichten der Netzbetreiber	41
2.1.6	Netzverluste	42
2.2	Status quo und Geschichte des Energiewirtschaftsrechts	43
2.2.1	Energiewirtschaftsrecht bis 1998	43
2.2.2	Energierrechtsreform 1998 und 2003	45
2.2.3	Energierrechtsreform 2005 – Status quo des Energiewirtschaftsrecht	49
2.3	Regulierung aus ökonomischer Perspektive	54
2.3.1	Notwendigkeit und Modelle einer Netzregulierung aus ökonomischer Sicht	54
2.3.2	Ausgewählte Erfahrungen mit der Regulierung der Elektrizitätsversorgungsnetze in Europa.....	58
2.3.3	Deutsches Konzept der Anreizregulierung	62
2.3.4	Einige offene Fragen zur Anreizregulierung aus ökonomischer Sicht	64
2.4	Informationsverteilung zwischen Netzbetreiber und Regulierungsbehörde	65
2.4.1	Informationsasymmetrie und Regulierungstheorie in den Wirtschaftswissenschaften	65
2.4.2	Ineffizienzen der Staatsaufsicht vor der EnWG-Novelle 2005.....	66
2.4.3	Beseitigung der Ressourcenasymmetrien durch das EnWG 2005.....	67
2.4.4	Informationsasymmetrien und -gleichgewichte in der kostenorientierten Entgeltregulierung	69
2.4.5	Informationsasymmetrien und -gleichgewichte in der Anreizregulierung	73

2.4.6	Untersuchungsergebnis zur Informationsverteilung	75
2.5	Standards der Versorgungssicherheit – Sicherheitsbedarf und Kosten	76
2.5.1	Stromausfall – der öffentliche Druck bzgl. Versorgungs- sicherheit.....	77
2.5.2	Netzstörungen im Lichte von Kosten-Nutzen-Überlegungen	78
2.5.3	Netzausfälle durch Terrorismus	81
2.5.4	Können Netzbetreiber Stromausfälle managen?	83
2.6	Zusammenfassung zu Kapitel 2	84
3	Zielkonflikte in der Netzregulierung	87
3.1	Konkretisierungskompetenz für das Volumen von Netzinvestitionen	87
3.1.1	Analyse geltenden Rechts.....	88
3.1.2	Rechtsfortentwicklung unter juristischer und ökonomischer Perspektive	99
3.1.3	Nachfrageprognose als Konsens zwischen Netzbetreiber und Regulierungsbehörde	109
3.1.4	Fazit zu 3.1	119
3.2	Anreize zur Steigerung von Innovation und Effizienz	120
3.2.1	Analyse des Anreizsystems.....	121
3.2.2	Fazit zu 3.2	124
3.3	Sicherstellung der Versorgungsqualität in den Stromversorgungsnetzen	125
3.3.1	Analyse geltenden Rechts.....	126
3.3.2	Rechtsfortentwicklung unter juristischer und ökonomischer Perspektive	133
3.3.3	Fazit zu 3.3	135
3.4	Konflikte zwischen Kraftwerks- und Netzbetreiber im Bereich der Standortkoordinierung	135
3.4.1	Analyse geltenden Rechts.....	137
3.4.2	Zukünftige Rechtsfortentwicklung unter juristischer und ökonomischer Perspektive	149
3.4.3	Fazit zu 3.4	155
3.5	Kurzfristige Wettbewerbsprozesse vs. langfristige Investitionsentscheidungen	156
3.5.1	Analyse geltenden Rechts.....	158
3.5.2	Rechtsfortentwicklung unter juristischer und ökonomischer Perspektive	173

3.5.3	Fazit zu 3.5	184
3.6	Erforderlichkeit eines Ownership Unbundlings?	185
3.6.1	Konzeptionelle Ausgestaltung des Ownership Unbundlings bzw. unabhängigen Netzbetreibers im Richtlinienentwurf	186
3.6.2	Analyse der Erforderlichkeit eines Ownership Unbundling bzw. ISO.....	188
3.6.3	Alternativen zum Ownership Unbundling	200
3.6.4	Fazit zu 3.6	200
4	Fazit, Handlungsempfehlungen und offene Fragen	203
4.1	Ergebnisse aus Kapitel 2 (Grundlagen der Analyse)	203
4.2	Ergebnisse aus Kapitel 3 (Zielkonflikte in der Netzregulierung)	204
4.3	Handlungsoptionen und Empfehlungen.....	209
4.4	Offene Fragen	210
 Anhang		
Anhang A: Physikalische und technische Grundlagen von elektrischen Energieversorgungsnetzen		211
Anhang B: Berechnungsbeispiel zu Abschnitt 3.4.2.4		247
Anhang C: Im Bau oder in Planung befindliche Kraftwerke mit einer Netto-Leistung ab 20 Megawatt (VDEW)		249
Literatur		253
Autorenverzeichnis		259

4 Fazit, Handlungsempfehlungen und offene Fragen

Die Dynamik in der Regulierung der Elektrizitätswirtschaft in Europa wirft eine Vielzahl von Fragen auf, die je nach Erfahrungen und Ergebnissen mit der Regulierung, nach Umfang der Veränderung an den gewachsenen Strukturen oder nach den Interessen der Beteiligten sehr unterschiedlich ausfallen. Sie werden aber in jedem Fall heftig und intensiv diskutiert. Diese Komplexität gebot dem Projektteam, die Untersuchung auf Deutschland zu fokussieren, weil sonst bei den gegebenen Ressourcen eher oberflächliche Analysen zu erwarten gewesen wären. An Themen mangelt es trotz dieser Begrenzung gewiss nicht. In jedem Fall ist es hilfreich, sich zunächst gewisser Grundlagen zu versichern, bevor man die spezifischen Regulierungsfragen aus technischer, rechtlicher und ökonomischer Sicht bearbeitet. Gerade die Zwangsläufigkeiten, die sich bei elektrischen Netzen durch physikalische Gesetzmäßigkeiten ergeben, werfen eine Reihe von Fragen auf, die in der bisherigen Diskussion nicht genügend Beachtung finden. So scheint das Faktum, dass Netzverluste überproportional mit der Netzbelastung steigen, in der EU-Diskussion über transnationale Stromexporte weit gehend ignoriert zu werden. Auch wird das Elektrizitätsversorgungsnetz immer ein natürliches Monopol bleiben und bedarf somit immer einer Regulierung, unabhängig von den Eigentumsverhältnissen oder der Betriebsorganisation.

4.1 Ergebnisse aus Kapitel 2 (Grundlagen der Analyse)

Drei grundlegende Erkenntnisse sind aus dem einführenden Kapitel 2 hervorzuheben:

Die Annahme der Regulierungstheorie, dass der Regulierte einen Informationsvorsprung vor dem Regulierer hat, gilt für die Regulierung der Elektrizitätsversorgungsnetze in der Bundesrepublik Deutschland nur sehr eingeschränkt, weil die Regulierungsbehörde die Kosten der Netzbetreiber gut einschätzen kann. Es gibt zwar unternehmensspezifische Gegebenheiten, welche die Kosten beeinflussen und private Information des Netzbetreibers bleiben. Doch das Ausmaß dieser privaten Information ist schon heute gering und wird weiter zurückgehen. Die Regulierungsbehörde verfügt hingegen über detaillierte Kenntnisse aller Netzbetreiber, woraus sie auch präzise Schlussfolgerungen über einzelne Unternehmen ziehen kann. Dies wird durch moderne IT-Infrastruktur

und Software unterstützt. Doch nicht nur das Ausmaß, sondern auch die Bedeutung der privaten Information im Regulierungsprozess nimmt ab. Je mehr man sich in Richtung Anreizregulierung und eventuell in Zukunft einer Yardstick-Regulierung bewegt, desto unbedeutender werden die privaten Informationen für die Regulierungsbehörde. Dies beruht auf der Tatsache, dass sich die Entscheidungen immer weniger an den individuellen Kosten des Netzbetreibers und immer mehr am Benchmark des Frontier-Unternehmens orientieren. Diesen Frontier-Netzbetreiber filtert der Regulierer aus dem Vergleich mit anderen Unternehmen mit vergleichbarer Struktur heraus. Dies setzt natürlich voraus, dass die Netze nicht von einem einzigen, sondern wie in Deutschland von mehreren Unternehmen betrieben werden, die miteinander verglichen werden können. Bei der Analyse der Regulierung und der Prognose ihrer Wirkungen ist dies immer zu beachten.

Auch wenn die gesamtwirtschaftlichen Kosten eines Stromausfalls kaum zu quantifizieren sind, so ist es plausibel anzunehmen, dass die tatsächlichen Stromausfallkosten des Netzbetreibers und der Netznutzer die quantifizierbaren Kosten um einen Faktor zwischen 50 und 100 übersteigen. Daher ist es gesamtwirtschaftlich rational, solange der Stromverbrauch noch wächst, eher am oberen Ende von realistischen Prognosen zu liegen, als das Risiko von Stromausfällen durch Unterinvestitionen einzugehen. Dies ist nicht trivial, da der Druck der Regulierungsbehörden auf die Netzbetreiber in Richtung Kostensenkung geht, was zu Unterinvestitionen führen kann.

Bislang dominierte in der Elektrizitätswirtschaft der Grundsatz der verbrauchsnahe Erzeugung, wie z.B. bei der Braunkohleverstromung oder der Stromgewinnung aus Wasserkraft. Dieser Grundsatz konnte aber nie vollständig befolgt werden. Zudem kommen in letzter Zeit weitere Herausforderungen hinzu. Dazu gehört der Transport hoher Strommengen aus Windkraftwerken von dem bevölkerungsarmen Norden in den Süden Deutschlands. Eine neue Dimension erreicht diese Entwicklung mit der regulativ unterstützten Zielsetzung der EU-Kommission, einen Binnenmarkt für Strom zu schaffen und Wettbewerb dadurch zu induzieren, dass große Strommengen international auch über weite Entfernungen gehandelt werden. Ein solcher Stromtransport verursacht Netzausbaukosten sowie höhere Netzverluste. Die Frage, wer diese Kosten trägt, ist bisher noch nicht gestellt worden. Wie gezeigt sind die jetzigen Regelungen weder fair noch ökonomisch und ökologisch nachhaltig.

4.2 Ergebnisse aus Kapitel 3 (Zielkonflikte in der Netzregulierung)

Die Studie hat über die beschriebenen grundlegenden Gesichtspunkte hinaus sechs wesentliche Grundfragen in der Netzregulierung identifiziert, die bisher nicht oder zu wenig in der wissenschaftlichen Literatur und der Regulierungs-

praxis diskutiert worden sind. Dort stehen gegenwärtig andere Kontroversen im Vordergrund, etwa der Versuch der Elektrizitätswirtschaft, den Status quo als optimalen Betriebszustand zu definieren, der keine monopolistischen Ineffizienzen aufweist. Im Zuge der Regulierung sind folgende Zielkonflikte und Problemfelder entstanden, die in der Praxis gelöst werden müssen.

Als Erstes ist die Frage zu nennen, ob Regulierer oder Regulierter die Konkretisierungskompetenz bei Investitionsentscheidungen im Übertragungsnetz hat. Die für Investitionen zugrunde liegenden Nachfrageschätzungen über einen Zeitraum von acht bis zehn Jahren sind unsicher. Weder Regulierungsbehörde noch Netzbetreiber verfügen hier über einen Informationsvorsprung. Die Analyse hat ergeben, dass die Einschätzungsprärogative für die Stromnachfrageprognose als Grundlage der Investitionen beim Netzbetreiber liegt. Die Rechtslage kann hier als sehr eindeutig eingeschätzt werden. Dies beantwortet jedoch nicht die Frage, ob im Regulierungssystem die Anreize so gesetzt sind, dass der Netzbetreiber die volkswirtschaftlich richtige Entscheidung trifft. Die Anreizregulierungsverordnung ist in Bezug auf die Investitionsanreize wohl austariert. Auf der einen Seite sind die Folgekosten von Stromausfällen zwar nicht internalisiert, was isoliert betrachtet Anreize für Unterinvestitionen setzt. Auf der anderen Seite können Netzkosten jedoch großzügig überwältigt werden, da die Versorgungssicherheit als vorrangiges Ziel festgeschrieben wurde. Dies würde für sich genommen zu Überinvestitionen führen. Zur effektiven Nutzung vorhandener Ressourcen mittels unterbrechbarer Verträge fehlen jedoch Anreize. Daher plädieren wir dafür, dem Instrument der unterbrechbaren Verträge eine regulatorische Grundlage zu geben. Denn damit können notwendige Abschaltungen dort vorgenommen werden, wo der Stromausfall die geringsten Kosten verursacht. Ein Unternehmen oder Haushalt wird nur dann einen solchen Vertrag wählen, wenn sein Nutzen, etwa in Form niedriger Tarife, die Kosten der Abschaltung überkompensiert. Zudem gibt es dabei positive externe Effekte für andere Marktteilnehmer.

Unabhängig von der Rechtslage, gibt es im praktischen Regulierungsprozess zahlreiche Interaktionen, die zu einer informellen Harmonisierung oder breiteren politischen Akzeptanz der Stromnachfrageprognosen der Netzbetreiber führen können. Je nachdem, ob sich das Verhältnis zwischen Regulierer und Regulierten eher konfrontativ oder kooperativ entwickelt, stehen den Netzbetreibern hierfür unterschiedliche Optionen zur Verfügung, die nicht nur für die Durchsetzung ihrer Interessen bei der Stromnachfrage von Bedeutung sind.

Die zweite Frage lautet, ob die Anreizregulierung genügend Impulse setzt, nicht nur die Kosten zu senken, sondern auch Innovationen anzuregen. Innovationen können hier sowohl technische wie betriebswirtschaftliche Neuerungen sein, die über marginale Verbesserungen hinausgehen. In der Elektrizitätswirtschaft gibt es ein spezifisches Problem, weil Entwickler und Anwender meist zwei Unternehmen in unterschiedlichen Branchen sind. Vor der kostenorientierten Regulierung waren einzelne Unternehmen bereit, die Mehrkosten der ersten Anwendung zu

tragen, obwohl alle anderen später hiervon profitieren. In der Anreizregulierung wird dies ohne wirtschaftlichen Ausgleich sicher nicht mehr der Fall sein. Die ökonomische Vertragstheorie und die betriebswirtschaftliche Praxis bieten hier genügend praktikable Instrumente, die auch unter den Bedingungen der Anreizregulierung profitable Innovationen erlauben. Die ARegV setzt das Konzept einer Erlösobergrenzenregulierung hinsichtlich Innovationen nicht konsequent um, da einerseits die genehmigten Erlöse nicht vollständig von den individuellen Kosten entkoppelt sind und andererseits bestimmte Innovationskosten auf die Netznutzungsentgelte überwälzt werden können. Es wird empirisch zu untersuchen sein, ob sich neue Kooperationen entwickeln und für entsprechende Innovationen im Netzbetrieb sorgen. Unseres Erachtens wird dieser Frage derzeit zu wenig Aufmerksamkeit geschenkt.

Die dritte Frage bezieht sich auf die Sicherstellung der Versorgungsqualität in den Elektrizitätsversorgungsnetzen. Gerade bei hohem Regulierungsdruck zu Kostensenkungen könnte ein vorübergehend leichter Weg darin bestehen, die Qualitätsstandards der Stromversorgung abzusenken und damit früher oder später höhere Stromausfälle hinzunehmen. Dies ist gesamtwirtschaftlich unerwünscht. Dieses Risiko kann man hinsichtlich der Versorgungsqualität als gering einschätzen, da der Gesetzgeber ihr den Vorrang vor wirtschaftlichen Überlegungen gegeben hat. Unverständlich ist allerdings, dass die Bundesregierung die von der Bundesnetzagentur vorgeschlagenen Strafzahlungen für eine überdurchschnittlich schlechte Versorgungs- und Servicequalität in der Anreizregulierungsverordnung gestrichen hat. Insbesondere im Bereich der Servicequalität wäre dies ein praktikables Instrument, um fehlende betriebswirtschaftliche Anreize, haftungsrechtliche Sanktionen oder Kostenüberwälzungsmechanismen zu kompensieren. Dies ist ein falsches Signal und sollte im weiteren Prozess korrigiert werden.

Die vierte Frage betrifft die Koordination zwischen Stromerzeugung und Netzbetrieb. Standortentscheidungen, die früher bei den Energieversorgungsunternehmen unternehmensintern in Abstimmung von Netz und Kraftwerk erfolgten, können jetzt vor dem Hintergrund des Unbundlings zu Konflikten führen, da der optimale Standort für den Kraftwerksbetreiber und die optimale Netzkonfigurationen nicht deckungsgleich ist. Dies gilt unabhängig davon, ob das Energieversorgungsunternehmen Eigentümer der Netze ist.

In der Gesamtschau räumt der Gesetzgeber den erzeugerseitigen Interessen gegenüber den netzwirtschaftlichen Belangen eindeutig den Vorrang ein. Dies wird durch spezialgesetzliche Regelungen für regenerative Energiequellen und Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen mit den ökologischen Vorteilen dieser Stromerzeugung begründet. Schwieriger ist die rechtspolitische Begründung für den Vorrang neuer (fossiler) Kraftwerke, weil deren Betreiber damit faktisch von Netzausbaukosten freigestellt werden. Auch jenseits dieser Spezialregelungen ist die Position der Netzbetreiber schwach, den Erzeuger an den von ihnen verursachten Netzausbaukosten zu beteiligen oder auf andere Standortmöglichkeiten zu ver-

weisen. Dies ist dabei keinesfalls nur ein Thema für Übertragungsnetzbetreiber. Durch die zunehmende Dezentralisierung der Stromerzeugung können diese Probleme auch bei Verteilnetzen auftreten.

Durch die gesetzgeberische Entscheidung, den Erzeuger von der Kostenlast außerhalb der Anschlusskosten zu befreien, verstärken sich die Anreize, Standorte ohne Berücksichtigung der netzwirtschaftlichen Kostenentwicklung zu planen und zu realisieren. Da die Netzkosten rund ein Drittel des gesamten Strompreises ausmachen, kann eine Standortwahl, die vorrangig kraftwerksseitige Interessen berücksichtigt, zu steigenden Energiepreisen führen. Auch wenn die Regulierungsbehörde an die Standortentscheidung der Erzeuger und dadurch induzierte Ausbaukosten gebunden ist, stellt sich doch die Frage nach der Konsistenz der Anreizregulierung. Die Effizienzgrenze des Frontier-Unternehmens wird durch Benchmarking und Referenznetzanalysen ermittelt. Durch die Verteilung der Kraftwerksstandorte kommt hier eine zusätzliche Variable in die Regulierung, die zum einen außerhalb der Verantwortung der Netzbetreiber liegt und deren Kosten zum anderen vermutlich nur schwer quantifizierbar sind. Die daraus resultierenden Diskussionen zwischen Bundesnetzagentur und Netzbetreibern vermag man sich leicht vorzustellen. Vermutlich wird es praktisch sehr schwierig sein, belastbare Kriterien und Messungen für entfernungsabhängige und netzoptimale Stromeinspeisungen zu finden, die einen gesamtwirtschaftlich kostenminimalen Strompreis ermöglichen würden. Als ökonomisches Lenkungsinstrument bieten sich Auktionen an, mit denen Engpässe im Elektrizitätsversorgungsnetz mittelfristig bewirtschaftet und bepreist werden könnten. Vergleichbare Auktionen von Netzübertragungsrechten werden schon jetzt an den deutschen Grenzkuppelstellen genutzt. Aktuelle Studien für die Europäische Union gehen klar in die Richtung einer stärkeren Nutzung von Auktionen.

Damit kommen wir zur fünften Fragestellung. Die netzwirtschaftlichen Implikationen aus der Dominanz der Stromerzeuger bei der Standortwahl verstärken sich erheblich, wenn man die Konzeption der Europäischen Union in Betracht zieht, den Wettbewerb für Strom im Binnenmarkt über Stromexporte zu stimulieren. Deutschland ist aufgrund seiner geografischen Lage ein Transitland. Unsere Analyse hierzu hat ergeben, dass die gegenwärtigen Regulierungsbestimmungen den Stromexport und den damit verbundenen Transit subventionieren sowie die Kosten den nationalen Netznutzern aufbürden. Das Argument der Europäischen Union, damit den Wettbewerb zu fördern, überzeugt nicht. Wettbewerb ist kein Ziel an sich. Er ist nur dann vorzugswürdig, wenn er zur effizienten Nutzung von knappen Ressourcen führt. Voraussetzung ist, dass die Kosten von externen Effekten den Verursachern zugerechnet werden. Im konkreten Fall heißt das, dass die zusätzlichen Netzinvestitions- und Netzbetriebskosten den Stromexporteuren und -abnehmern zugerechnet werden müssten. Dies muss durch geeignete Rahmenbedingungen wie der Netzregulierung erreicht werden. Stattdessen verzerrt die Regulierung die Kostenzuordnung zugunsten der ausländischen Netznutzer

und begünstigt einseitig den weiträumigen Stromexport. Dadurch werden die Übertragungsverluste steigen. Dass die Europäische Union die Kosten für den höheren Transit zusätzlich mit Zuschüssen zu Kuppelstellen und Netzausbau fördern will, verschärft die ordnungspolitische Situation, da so die Steuerzahler den Stromexport subventionieren. Teilweise wird das Problem dadurch verursacht, dass Kosten in Netzen schwierig zu bewerten und zuzuordnen sind, zumal die physikalischen Lastflüsse von den vertraglichen Beziehungen abweichen. Aber es besteht keine Notwendigkeit, dieses Zuordnungsproblem zu einem Allokationsproblem werden zu lassen. Das Zuordnungsproblem sollte man nicht dadurch verschärfen, dass die Einspeiser von den Netznutzungskosten oft freigestellt sind oder nur einen geringen Betrag zahlen und die Netznutzungsentgelte entfernungsunabhängig kalkuliert werden. Im Rahmen dieser Untersuchung wird kein detaillierter Vorschlag unterbreitet, aber dazu geraten, weitere Forschungen und Überlegungen zu diesem Problem anzustellen. Dabei kommt es weniger auf perfekte Lösungen als vielmehr auf praktikable Ansätze an, die die bisherige Subventionierung von Stromexporten wenigstens näherungsweise aufheben. Anknüpfend an die Überlegungen hinsichtlich der Standortwahl der Kraftwerke, sind Auktionen insbesondere unter Berücksichtigung der internationalen Thematik geeignet. Im Lichte dieser Erörterungen werden langfristige Verträge durchaus positiv bewertet, weil sie vermutlich nicht so starke wettbewerbshemmende Wirkungen haben, wie dies insbesondere von der EU-Kommission unterstellt wird. Dagegen können langfristige Verträge den Zielkonflikt zwischen langfristigen Investitionen und kurzfristigen Transaktionen durchaus entschärfen.

Die sechste Frage betrifft das Ownership Unbundling, welches heftig und kontrovers diskutiert wird, seitdem die EU-Kommission das Konzept durchsetzen will, um den ihrer Meinung nach unzureichenden Wettbewerb im Strommarkt zu stimulieren. Hierzu ergeben sich einige neue und bisher vernachlässigte Aspekte in der oft sehr interessengebundenen Diskussion. Einmal zeigt sich, dass keine der vorher erörterten fünf zentralen Fragen zur Regulierung des natürlichen Netzmonopols in der Elektrizitätswirtschaft durch ein Ownership Unbundling gelöst wird. In manchen Feldern ist eher eine Verschlechterung zu befürchten, etwa bei der starken Stellung, die die Regulierungsbehörde überall dort hat, wo sie unabhängige Netzbetreiber vergleichen kann. Ownership Unbundling wird wie in Großbritannien eher zu nationalen, zum Teil auch überregionalen Monopolen führen oder diese noch verfestigen wie in Frankreich. Es ist aber auch kein prinzipieller Fehler in der Form der Regulierung erkennbar, der die Vermutung begründen könnte, dass die derzeitigen Regulierungsinstrumente nicht den diskriminierungsfreien Wettbewerb vor und hinter dem Netz gewährleisten könnten. Vielmehr sind, zumindest in der Bundesrepublik Deutschland, zunächst die Erfahrungen mit der ab 1.1.2009 gültigen Anreizregulierung abzuwarten und bestimmte Detailkorrekturen durchzuführen. Probleme, etwa der Verzicht auf Strafzahlungen bei überdurchschnittlich schlechter Stromversorgungsqualität, lie-

gen oft nicht im System begründet, sondern in den vorgelagerten ordnungspolitischen Entscheidungen.

Insgesamt zeigt sich, dass eine einfache und grundsätzlich positiv zu bewertende Idee wie der liberalisierte europäische Strom-Binnenmarkt zahlreiche Zielkonflikte und Probleme in der praktischen Umsetzung verursacht. Die Untersuchung fokussierte sich auf das Netz, aber am Rande ist klar geworden, dass der großräumige Stromtransport, den die Europäische Union faktisch fördert, in Konflikt mit der Mobilisierung regenerativer Energiequellen steht. Dabei fallen Erzeugung und Verbrauch nicht so weit auseinander, dass dadurch massive und grenzüberschreitende Stromexporte induziert würden. Ein regionaler Ausgleich ist in der Regel ausreichend.

4.3 Handlungsoptionen und Empfehlungen

Insgesamt lassen sich aus den Erörterungen die folgenden Handlungsempfehlungen ableiten:

- Die Regulierung sollte sich so ausrichten, dass die Investitionen am oberen Rand realistischer Prognosen vorgenommen werden. Grund sind die hohen gesamtwirtschaftlichen Kosten eines Stromausfalles, die nicht beim Netzbetreiber internalisiert werden können. Daher sollten auch die von der Bundesnetzagentur vorgeschlagenen Strafzahlungen für überdurchschnittlich schlechte Versorgungsqualität, entgegen der Entscheidung der Bundesregierung, mit der Anreizregulierung eingeführt werden.
- In die Verordnung zur Anreizregulierung sollten Bestimmungen aufgenommen werden, die das wirksame Instrument von unterbrechbaren Verträgen auch jenseits des Krisenfalles ermöglichen und besonders hohe und vermeidbare Belastungen der Netze verhindern.
- Da die Anreizregulierung das Konzept einer Erlösbergrenzenregulierung hinsichtlich notwendiger Innovationen nicht konsequent umsetzt, ist die empirisch zu untersuchende Frage, ob und wie sich in der Elektrizitätswirtschaft neue Kooperationen zwischen Entwickler und Anwender entwickeln, von großer Bedeutung und sollte im Fokus der aktuellen und künftigen Beobachtung stehen.
- Zur Sicherstellung der Servicequalität stellen Strafzahlungen für unterdurchschnittlich gute Qualität ein probates Mittel dar und sollten in die Anreizregulierungsverordnung aufgenommen werden.
- Der Grundsatz der verbrauchernahen Erzeugung ist nach wie vor ökonomisch wie ökologisch sinnvoll und mit dem Vorrang regenerativer Energiequellen weit gehend kompatibel. Die direkte und indirekte Subventionierung von nicht netzoptimalen Kraftwerksstandorten und des Stromexports droht das Ziel einer gesamtwirtschaftlich kostengünstigeren Stromerzeugung zu gefährden, da Effizienzgewinne bei der wettbewerblich organisierten Strom-

erzeugung durch Mehrkosten im Netzausbau und Netzbetrieb überkompensiert werden können. Die bisherigen Kalkulationsvorschriften für Netznutzungsentgelte sind daher durch Entfernungspauschalen zu ersetzen, die den Stromerzeuger angemessen an den Netzkosten beteiligen.

- Die Regulierung des natürlichen Netzmonopols in der Elektrizitätswirtschaft stellt einen Lernprozess dar, der sich wohl über ein Jahrzehnt hinziehen wird. Die Pluralität der Ansätze in den europäischen Mitgliedstaaten ermöglicht ein intensives Lernen voneinander. Allerdings muss dieser Austauschprozess organisiert und wissenschaftlich untermauert werden. In dieser Zeit sollten Veränderungen in den Rahmenbedingungen und grundlegenden Konzeptionen vermieden werden, soweit es sich um keine Korrekturen von systemimmanenten Fehlentwicklungen oder unvorhergesehenen politischen Prioritätsentscheidungen mit erheblichen negativen Auswirkungen handelt. Dies ist einer der Gründe, warum wir das Ownership Unbundling für die absehbare Zukunft ablehnen.

4.4 Offene Fragen

Zu den offenen Fragen, die im Rahmen dieser Untersuchung nicht geklärt werden konnten, aber für eine effektive Regulierung wichtig sind, gehören:

- Wie sehen praktikable Modelle von Entfernungspauschalen für Netzentgelte unter Einbeziehung der Stromerzeuger genau aus?
- Es ist empirisch zu beobachten, ob sich neue Innovations-Modelle in der elektrischen Netzwirtschaft durchsetzen oder welche Blockaden es gibt, die zu einer suboptimalen Innovationsrate führen.
- Wie ist ein öffentlich-rechtlicher Vertrag zwischen Netzbetreiber und Regulierungsbehörde im Detail auszugestalten, und welche Abwägungen sind dabei vorzunehmen?
- Wie ist das ökonomische Instrument der Auktionen weiterzuentwickeln, und wie können die verschiedenen Varianten derart getestet werden, so dass es unter den institutionellen und technischen Gegebenheiten in Deutschland und Europa möglich ist, Auktionen auch jenseits der bisherigen partiellen Anwendung bei Grenzkupplungsstellen verstärkt anzuwenden?

Autorenverzeichnis

Ulrich Steger, Professor Dr. rer. pol., Dipl.-Ökonom, nach dreijähriger Bundeswehrzeit Studium in Münster und Bochum. 1975 Promotion in mathematischer Wachstumstheorie, Universität Bochum. 1976 Direktwahl in den Deutschen Bundestag, 1984–1987 Hessischer Minister für Wirtschaft und Technik. Seit 1983 Mitglied, Vize-Vorsitzender oder Vorsitzender von Aufsichtsräten/Boards in Deutschland, Schweiz und England, auch Mitglied des Markenvorstandes Volkswagen. 1987–1994 Professur an der European Business School, Oestrich-Winkel. Seit 1995 Inhaber des Alcan Chair for Business and the Environment, IMD, Lausanne. Leitung verschiedener Top-Management Programme (darunter DaimlerChrysler, Allianz, Yukos). Führung der IMD-Forschung im Bereich ‚Complexity, Corporate Sustainability and Global Corporate Governance‘. Derzeit unter anderem Zusammenarbeit mit der ‚Malaysian Academy of Directors‘ (‚Board Programs‘).

Autor zahlreicher Veröffentlichungen. Bücher in Deutsch, Englisch, Russisch, Japanisch, Chinesisch, Artikel in über zehn Sprachen. Neueste Bücher: *Corporate Diplomacy* (2003), *Mastering Global Corporate Governance* (2004), *The Business of Sustainability* (2004), *Managing Complex Mergers* (2005), *Inside the mind of stakeholders* (2006), *Managing Complexity in Global Organizations* (2007), *Corporate Governance – Concepts and Cases* (forthcoming early 2008).

Ulrich Büdenbender, Professor Dr. iur., geb. 1948, Studium der Rechtswissenschaften an der Universität Bonn. 1. Juristisches Staatsexamen 1971, anschließend ein Jahr wissenschaftlicher Mitarbeiter im Institut für Zivilprozessrecht und Promotion. 1975 Assessor-Examen. Bis 1998 bei der RWE AG tätig, zunächst als Justitiar im Rechtsbereich, später als Personaldirektor, seit 1991 als Vorstandsmitglied. 1995 Habilitation an der Universität Köln und Lehrbefugnis für Bürgerliches Recht, Wirtschaftsrecht und Zivilprozessrecht. 1998 Ruf auf die C4-Professur für Bürgerliches Recht, Energiewirtschaftsrecht und Arbeitsrecht an der Technischen Universität Dresden unter Beibehaltung der Honorarprofessur an der Universität Essen.

Eberhard Feess, Professor Dr. phil., Diplom in Soziologie 1986 und Diplom in Wirtschaftswissenschaften 1987 an der Johann-Wolfgang-Goethe-Universität, Frankfurt am Main. 1989 Promotion in Soziologie. Seit 1987 Mitglied des Institutes ‚Environmental Economics and Management‘ an der European Business School (EBS) in Oestrich-Winkel. 1993 Habilitation in Wirtschaftswissenschaften. Inhaber des Lehrstuhls für Volkswirtschaftslehre, an der European Business School in Oestrich-Winkel (1993–1996) und an der Johann-Wolfgang-Goethe-Universität, Frankfurt am Main (1996–2001). 1999 Gastwissenschaftler an der New York University Law School. Seit 2001 Lehrstuhlinhaber für Volkswirtschaftslehre (Mikroökonomie) an der RWTH Aachen. Gastprofessor an der Massey University, Auckland, Neuseeland.

Dieter Nelles, Professor Dr.-Ing., 1962 Ing.-grad. an der Ingenieurschule Frankfurt/Main, Studium der Elektrotechnik an der Technischen Hochschule Darmstadt, 1966 Diplom (Dipl.-Ing.), 1972 Promotion an der Technischen Universität Berlin mit der Arbeit ‚Der Einsatz von kurzzeitig eingeschalteten Reihencondensatoren und Lastwiderständen zur Verbesserung der Dynamischen Stabilität in der Energieübertragung‘. 1966–1972 Entwicklungsingenieur in der Technisch-Wissenschaftlichen Abteilung bei AEG-Telefunken, Frankfurt/Main. 1972–1981 Leiter dieser Abteilung. 1982–2004 Professor für elektrische Energieversorgung im Fachbereich Elektrotechnik der Universität Kaiserslautern. Forschungsschwerpunkte: Netzdynamik und Netzschutz.

Weiterhin haben mitgewirkt:

Dipl.-Kfm. Christoph Adamczyk, IMD International (International Institute for Management Development), Ch. de Bellerive 23, 1001 Lausanne, Schweiz

Dr. Ruth Klüser, *Dipl.-Chem.*, Europäische Akademie zur Erforschung wissenschaftlich-technischer Entwicklungen Bad Neuenahr-Ahrweiler GmbH, Wilhelmstraße 56, 53474 Bad Neuenahr-Ahrweiler

Ass.iur. Karoline Mätzig, Technische Universität Dresden, Helmholtzstraße 10, 01062 Dresden

Dipl.-Kff. Mirja Schwabe, Rheinisch-Westfälische Technischen Hochschule Aachen, Templergraben 64/III, 52062 Aachen