
Vertikale Entflechtung in der Stromwirtschaft

ANETTE BOOM

Anette Boom, Copenhagen Business School, E-Mail: ab.eco@cbs.dk

Zusammenfassung: Dieser Beitrag gibt einen Überblick über die Debatte zur vertikalen Entflechtung der Stromwirtschaft in Europa. Zunächst wird die Entwicklung der EU Politik im Hinblick auf die vertikale Struktur in der Stromwirtschaft nachgezeichnet. Dann werden die theoretischen und empirischen Argumente vorgebracht, die die Position der EU-Kommission für eine relativ weitgehende Entflechtung des Netzbetriebs von den anderen vertikalen Stufen der Industrie unterstützen. Danach folgt eine Diskussion, ob auch eine Trennung von Stromerzeugung und -vertrieb wünschenswert sein kann, und zum Schluss werden die Argumente der Befürworter einer weitgehend vertikal integrierten Struktur in der Stromwirtschaft vorgestellt. Am Ende werden einige Schlussfolgerungen für eine konsistente Regulierung in Bezug auf die vertikale Struktur der Stromwirtschaft gezogen.

Summary: This article gives an overview over the debate on vertical unbundling of the electricity industry in Europe. It starts with the description of the evolution of the EU policy with regard to the vertical structure of the electricity industry. Then we present the theoretical and empirical arguments that support the European Commission's position of a relative strict unbundling of the networks from the other vertical stages of the industry. We discuss whether a vertical separation of retail and production in electricity might also be beneficial, and finally replicate the arguments of the proponents of a vertically integrated structure in the electricity industry. Finally we draw some conclusions for a consistent regulation of the vertical structure in the electricity industry.

→ JEL Classification: L22, L43, L51

→ Keywords: Electricity industry, vertical unbundling, European Union Policy

I Einleitung

Im Rahmen der Liberalisierung der Strommärkte ist die Stromwirtschaft in einigen Ländern vertikal entflochten worden.¹ Das bedeutet, dass die Funktionen, die notwendig sind um sicherzustellen, dass der in Kraftwerken produzierte Strom vom Endkonsumenten genutzt werden kann, aus vertikal integrierten Unternehmen herausgebrochen wurden und nun von eigenständigen öffentlichen oder privaten Unternehmen ausgeübt werden. Die notwendigen Funktionen sind²

- die Stromerzeugung,
- die Stromübertragung im Fernleitungsnetz,
- die Systemsteuerung,
- die Stromübertragung im Verteilnetz und
- die Versorgung des Endkunden.

In einigen Ländern, wie Frankreich und Deutschland, hat man auf diese Entflechtung verzichtet.³ Die Europäische Union ist dagegen eine klare Befürworterin der Entflechtung und hat im Laufe der Jahre versucht darauf hinzuwirken, dass die Stromwirtschaft auch in diesen Ländern entflochten wird.

Ob diese Politik richtig ist, ist nach wie vor Gegenstand heftiger Debatten. Deshalb soll hier, nachdem die Position der EU kurz skizziert worden ist, gezeigt werden, welche Argumente die ökonomische Theorie und Empirie für oder gegen die verschiedenen Entflechtungsmodelle liefern. Dabei soll hier nicht endgültig entschieden werden, ob die vertikale Entflechtung gerechtfertigt ist oder nicht oder, wenn ja, welche Art der Entflechtung die beste ist. Ich möchte vielmehr mein Hauptaugenmerk darauf richten, wie Regulierung funktionieren muss, damit der Wettbewerb entweder zwischen vertikal integrierten und spezialisierten Unternehmen oder zwischen nach den verschiedenen Entflechtungsmodellen entflochtenen Unternehmen zu effizienten Ergebnissen führt.

Die vor der Liberalisierung dominierende vertikale Integration der oben genannten Funktionen in einem Unternehmen ist historisch auf Grund der technischen Besonderheiten und Anforderungen der Elektrizitätswirtschaft zu erklären. Da Strom nicht oder nur indirekt in Pumpkraftwerken lagerfähig ist, muss die Stromproduktion zu jedem Zeitpunkt exakt mit dem Stromverbrauch übereinstimmen, um die Spannung in den Netzen immer auf dem notwendigen Niveau zu halten. Gelingt dies nicht, bricht das Netz zusammen und die Endkunden können nicht mit

1 Dies war etwa der Fall in England und Wales und in den skandinavischen Ländern. Vgl. Newbery (1999) und Bergman und von der Fehr (1999).

2 Einige Autoren wie etwa Pollitt (1999), Davies and Waddams Price (2007) und Chao, Oren und Wilson (2008) betrachten die Systemsteuerung nicht als gesonderte Funktion oder listen wie Stoff (2002: 17), die Versorgung der Endkunden, d.h. das Marketing, die Vertragsabschlüsse, die Abrechnung, nicht gesondert auf.

3 Vgl. Régibeau (1999a) und Brunekreeft (1999), sowie European Commission (2007), um einen aktuelleren Überblick über den Stand der vertikalen Integration in der EU zu gewinnen.

Strom versorgt werden. Dabei ist der Verbrauch stark (aber zu einem großen Teil vorhersehbar) schwankend und bislang nicht von den Stromversorgern oder -erzeugern kontrollierbar. Die erforderliche Koordination der verschiedenen Funktionen zur Sicherstellung eines Gleichgewichts war unter den Bedingungen der früheren Kommunikationstechnik zunächst vermutlich gar nicht in unabhängigen Unternehmen zu bewältigen.

Andere Autoren sehen die Hauptursache für das Entstehen vertikal integrierter Unternehmen in der Stromwirtschaft in der hohen Kapitalintensität der notwendigen Investitionen in die Stromerzeugung und in das Stromnetz, zusammen mit dem öffentlichen Interesse an einer funktionierenden Infrastruktur (Chao, Oren und Wilson 2008, Stoft 2002: 6 f.). Durch die übliche Preisregulierung dieser Einheiten konnten zum einen überhöhte Strompreise verhindert werden. Zum anderen konnten mit dem an die Preisregulierung gekoppelten Gebietsschutz aber auch die Investitionsrisiken der Unternehmen und damit ihre Kosten beträchtlich reduziert werden.

Die Einführung des Wettbewerbs im Rahmen der Liberalisierung der Strommärkte führte zur Abschaffung der staatlich geschützten regionalen Monopole zunächst im Bereich der Stromerzeugung und später meist auch bei der Versorgung der Endkunden. Diese können inzwischen frei entscheiden, mit welchem Stromversorger sie einen Vertrag abschließen wollen. Die Netze, das heißt sowohl das Fernleitungsnetz als auch die verschiedenen Verteilnetze, sind natürliche Monopole. Es wäre extrem ineffizient, hier konkurrierende Infrastrukturen aufzubauen. Auch bei der Systemsteuerung liegt es in der Natur der Sache, dass diese nur von einer Stelle im jeweiligen Fernleitungs- oder Verteilnetz aus vorgenommen werden kann. In der Debatte um die Entflechtung in der Stromwirtschaft steht vor allem die Entflechtung von Unternehmen im Vordergrund, die sowohl in den natürlichen Monopolbereichen als auch in den Bereichen mit Wettbewerb aktiv sind, zum Beispiel Firmen, die sowohl Stromerzeuger sind als auch größere Teile des Fernleitungsnetzes besitzen, oder Versorgungsunternehmen, denen in bestimmten Regionen auch ein Verteilnetz gehört. Deutlich weniger diskutiert wird hingegen die Tatsache, dass viele Stromproduzenten auch direkt oder indirekt als Versorgungsunternehmen agieren. Alle diese vertikalen Verflechtungen sind jedoch Gegenstand der Regulierungspolitik der Europäischen Union, die im Folgenden kurz dargestellt werden soll.

2 Die Politik der Europäischen Union im Hinblick auf die Regulierung der vertikalen Strukturen in der europäischen Stromwirtschaft

Die Politik der Europäischen Union kommt in bislang drei Richtlinien zur Schaffung eines Elektrizitätsbinnenmarktes zum Ausdruck. Die erste Richtlinie zur europäischen Stromwirtschaft von 1996 trat am 19. Februar 1997 in Kraft (vgl. auch zum Folgenden Pollitt 1999, Kumkar 2001, Thomas 2005). Sie zwang die Mitgliedsstaaten, neuen Wettbewerbern Zugang zum Fernleitungsnetz und zu den Verteilnetzen zu den gleichen Bedingungen wie den etablierten vertikal integrierten Unternehmen zu gewähren. Diese betrieben und steuerten neben der Stromerzeugung das Fernleitungsnetz und waren in verschiedenen Regionen auch als Versorger tätig, wo sie häufig auch das Verteilnetz kontrollierten. Um den nichtdiskriminierenden Zugang im Bereich des Fernleitungsnetzes sicherzustellen, konnten die Mitgliedsstaaten drei verschiedene Verfahren des Netzzugangs implementieren: das Alleinabnehmermodell, den geregelten und den verhandelten Netzzugang (Kumkar 2001). Darüber hinaus sah die Richtlinie eine funktionale Entflechtung des Netzbetriebs von den anderen Bereichen der vertikal integrierten

Unternehmen vor. Das heißt, die Unternehmen konnten vertikal integriert bleiben, mussten jedoch für den Netzbetrieb eines Übertragungs- oder Verteilnetzes getrennte Bücher führen und den Betrieb des Fernleitungsnetzes auch organisatorisch abtrennen.

In der zweiten Beschleunigungsrichtlinie von 2003 wurden die Anforderungen an die vertikale Entflechtung deutlich verschärft. Sowohl vertikal integrierte Betreiber von Fernleitungsnetzen als auch solche von Verteilnetzen wurden gezwungen, ihren Netzbetrieb in eine unabhängige Tochterfirma auszugründen, deren Manager in der Lage sein mussten, vollständig unabhängig von ihrer jeweiligen Muttergesellschaft agieren zu können (European Commission 2004). Außerdem mussten, wie schon in der Vorgängerrichtlinie bestimmt, weiterhin getrennte Bücher geführt werden. Die Richtlinie trat am 1. Juli 2004 in Kraft. Die Entflechtungsbestimmungen in Bezug auf Verteilnetzbetreiber mussten jedoch erst zum 1. Juli 2007 umgesetzt sein und brauchten auch danach auf Versorger mit weniger als 100 000 Kunden nicht angewendet werden.

Die dritte und letzte Stromrichtlinie von 2009, die bis zum 3. März 2011 umgesetzt werden musste, geht dann noch einen Schritt weiter, da die Europäische Kommission nach wie vor von einer nicht effektiven Entflechtung ausgeht (European Commission 2010). Sie schreibt den Mitgliedsstaaten vor, dass sie vertikal integrierte Unternehmen, deren Tochtergesellschaften Übertragungsnetzbetreiber sind, zwingen, entweder

- ihre Mehrheitsbeteiligung an ihrer Tochter aufzugeben, etwaige Stimmrechte nicht wahrzunehmen und jede etwaige Kontrolle aufzugeben oder
- einen unabhängigen Systembetreiber (ISO) zu etablieren, der von der Europäischen Kommission und der nationalen Regulierungsbehörde anerkannt ist und von letzterer insbesondere im Hinblick auf seine Zugangstarifgestaltung und seine Investitions- und Netzentwicklungspläne eng überwacht wird oder
- ihre Tochtergesellschaft in einen autonomen Übertragungsnetzbetreiber (ITO) zu verwandeln, der relativ genau spezifizierten Regeln unterworfen ist, um die Autonomie des Betreibers und die Unabhängigkeit des Managements zu sichern, und ein unabhängiges Aufsichtsgremium haben muss, das auch einen Gleichbehandlungsbeauftragten ernennen muss. Darüber hinaus muss in diesem Fall die Netzentwicklungsplanung im Einvernehmen mit der Regulierungsbehörde und interessierten Dritten geschehen.

Bei den Verteilnetzbetreibern reicht nach wie vor eine rechtliche, funktionelle und buchführungs-technische Entflechtung aus, auch wenn die Kompetenzen der Regulierungsbehörde deutlich gestärkt worden sind.

Offensichtlich präferiert die Europäische Kommission eine eigentumsrechtliche Entflechtung des Netzbetriebs von der Erzeugung oder Vermarktung von Strom und toleriert die Einbindung dieser Funktionen in ein vertikal integriertes Unternehmen nur unter immer strenger werdenden Regulierungsaufgaben. Eine Begründung für diese Haltung kann man in der Untersuchung der europäischen Gas- und Elektrizitätssektoren von 2007 finden (European Commission 2007: 159 ff.). Hier erklären die Autoren, dass ein Unternehmen, das Strom erzeugt und/oder als Versorger tätig ist und gleichzeitig als Netzbetreiber eines Fernleitungsnetzes oder eines Verteilnetzes agiert, immer einen Anreiz hat, diese Position auszunutzen, um den Wettbewerb in anderen

Bereichen der Wertschöpfungskette zu verhindern oder zu beschränken. Dies kann zum Beispiel dadurch geschehen, dass es die Kosten der Konkurrenten erhöht, ruinösen Wettbewerb auf dem Endverbrauchermarkt betreibt oder wichtige Information zurückhält, beziehungsweise nur an die Tochtergesellschaften der eigenen Muttergesellschaft weitergibt. Darüber hinaus wird festgestellt, dass die vertikal integrierten Netzbetreiber keinen Anreiz haben, in den Ausbau von Grenzkuppelstellen zu investieren oder das Kraftwerk eines Konkurrenten effizient anzuschließen (vgl. ähnlich auch Haucap 2007).

Daneben beschäftigen sich die Autoren der Untersuchung allerdings auch mit den Problemen, die durch Unternehmen entstehen, die sowohl in der Stromerzeugung als auch in der Stromversorgung aktiv sind (European Commission 2010: 151 ff.). Aus ihrer Sicht bestehen diese Probleme darin, dass derart verflochtene Unternehmen das Handelsvolumen auf den Strommärkten reduzieren. Dadurch steige die Preisvolatilität und damit die Kosten der Risikoabsicherung des Strompreises beziehungsweise der nachgefragten Strommengen durch gegenläufige Termingeschäfte (*Hedging*). Gleichzeitig verstärke sich der Anreiz, vertikal integriert zu bleiben beziehungsweise sich vertikal zu integrieren. Obwohl sowohl in der Richtlinie von 2003 als auch in der von 2009 mehrfach das Ziel genannt wird, die Liquidität der Strommärkte zu erhöhen, gibt es in keiner der beiden Richtlinien einen Hinweis darauf, dass die Europäische Kommission darauf hinarbeitet, eine Entflechtung von Unternehmen, die gleichzeitig in den Wettbewerbsbereichen Stromerzeugung und -versorgung aktiv sind, zu bewirken.

Im folgenden Abschnitt wird zunächst untersucht, ob die Begründung für die eigentumsrechtliche Entflechtung von Netzbetreibern und Stromerzeugern beziehungsweise Stromversorgern theoretisch oder empirisch untermauert werden kann. Danach wird gezeigt werden, dass es durchaus auch theoretische und empirische Argumente gibt, die für eine Entflechtung von Stromerzeugern und -versorgern sprechen. Am Ende des Abschnitts werden dann die Argumente der Gegner einer erzwungenen Entflechtung genauer analysiert.

3 **Theoretische und empirische Argumente für und gegen eine Entflechtung in der Stromwirtschaft**

3.1 Argumente für die Entflechtung von Stromerzeugung oder -versorgung und Netzbetrieb

Vertikal integrierte Unternehmen, die ein Monopol für einen wesentlichen Inputfaktor der nachgelagerten Produktion haben und dort selbst tätig sind, haben natürlich einen Anreiz, diesen Inputfaktor für die mit ihnen auf der nachgelagerten Stufe konkurrierenden Firmen möglichst so zu verteuern, dass diese aus dem Markt ausscheiden (Salop und Scheffman 1983, Krattenmaker und Salop 1986). Auf diese Weise können sie sich den gesamten Monopolgewinn aus dieser Wertschöpfungskette sichern. Um diese Möglichkeit einzuschränken, werden die Preise solcher Monopolisten in der Regel reguliert, wie dies auch bei den Netzzugangskosten in der Stromwirtschaft der Fall ist. Allerdings kann, wie einige Autoren gezeigt haben, diese Preisregulierung erst den Anreiz schaffen, die Kosten der Wettbewerber auf der nachgelagerten Stufe durch sogenannte Sabotage zu erhöhen (Beard, Kaserman und Mayo 2001, Economides 1998). Die Sabotage zahlt sich vor allem dann aus, wenn die Unternehmen in der nachgelagerten Stufe in einem harten Wettbewerb zueinander stehen. In den zugrundeliegenden Modellen erhöht die

Sabotage wie ein überteuerter Inputpreis die konstanten Grenzkosten der Wettbewerber in der nachgelagerten Stufe, erzeugt aber anders als ein überhöhter Inputpreis kein Einkommen beim Monopolisten. Entsprechend würde der Monopolist eine Inputpreiserhöhung der Sabotage immer vorziehen, wenn er nicht durch die Preisregulierung daran gehindert wird. Der harte Wettbewerb auf der nachgelagerten Ebene bewirkt, dass Kostendifferenzen sich besonders stark zu Gunsten des kostengünstiger produzierenden Unternehmens auswirken. Beard, Kaserman und Mayo (2001) können darüber hinaus auch zeigen, dass eine Fusion zwischen dem Monopolisten auf dem Inputmarkt mit einem Unternehmen auf der nachgelagerten Ebene immer profitabel ist, wenn der Inputpreis reguliert ist.

Diese theoretischen Ergebnisse stützen die Argumentation der Europäischen Union im Hinblick auf die Gefahr eines verzerrten Wettbewerbs zwischen vertikal integrierten Netzbetreibern und unabhängigen Versorgern oder Stromerzeugern. Empirisch lässt sich Sabotage von vertikal integrierten Unternehmen allerdings kaum nachweisen, da die meist regulierten Saboteure sicher kein Interesse daran haben, sie sichtbar zu machen.

Es gibt zwar einige empirische Studien, in denen die Kostenfunktionen von integrierten versus nichtintegrierten Unternehmen in der Stromwirtschaft untersucht werden (vgl. etwa Kwoka 2002, Fraquelli, Piacenza und Vannoni 2005 oder Jara-Díaz und Ramos-Real 2011). Die Studien benutzen jedoch überwiegend Kostendaten aus der Zeit vor der Liberalisierung der Strommärkte.⁴ Da die Unternehmen vor der Liberalisierung noch regionale Monopole waren, war ein Anreiz zur Sabotage nicht gegeben. Das heißt, wir wissen zumindest, dass wenn, wie zum Beispiel Jara Díaz und Ramos-Real (2011) auf Grund ihrer spanischen Daten folgern, durch vertikale Integration von Stromerzeugung und der Betreuung des Verteilnetzes im betrachteten Zeitraum 6,5 Prozent der Kosten hätten eingespart werden können, die so gemessenen Kostenunterschiede zwischen vertikal (mehr) integrierten Unternehmen und vertikal (weniger) integrierten Konkurrenten nicht auf besonders erfolgreiche Sabotage der integrierten Unternehmen beruhen.⁵ Ob sie allerdings auf die Integration der Unternehmen zurückzuführen ist, werden wir später noch diskutieren.

Auch das empirische Ergebnis von Davies and Waddams Price (2007), dass die Versorgungsunternehmen, die ursprünglich die regionalen Monopole in den verschiedenen englischen Regionen innehatten, ihren Marktanteil nach der Einführung des Wettbewerbs weniger schnell einbüßten, wenn sie gleichzeitig das lokale Verteilnetz besaßen, könnte so interpretiert werden, dass diese bei ihren Konkurrenten erfolgreich Sabotage betrieben haben. Da die Studie jedoch keine Angaben zu den lokalen Preisen macht, könnten diese Unternehmen auch besonders effizient gewesen sein, vielleicht gerade weil sie vertikal integriert waren. Sabotage lässt sich also auch hier nur schwerlich empirisch untermauern.

4 Als erstes Land, das seine Stromwirtschaft liberalisiert hat, gilt das Vereinigte Königreich mit seiner Reform in England und Wales, die 1989 ihren Anfang nahm, vgl. Newbery (1999). Aus dem gleichen Jahr stammen die US-Daten in Kwoka (2002), das heißt dort gab es zu dem Zeitpunkt noch in keinem Teilstaat eine Liberalisierung, ebenso wenig wie in Spanien zwischen 1985 und 1996, dem Untersuchungszeitraum von Jara-Díaz und Ramos-Real (2011), wo Régibeau (1999b) den Beginn der Strommarktliberalisierung auf den 1. Januar 1998 datiert. Nur im Untersuchungszeitraum von Fraquelli, Piacenza und Vannoni (2005) von 1994 bis 2000, gibt es eine geringfügige Überschneidung mit dem Beginn der Liberalisierung in Italien, die laut Giuliotti und Sicca (1999) am 19.2.1999 ihren Anfang nahm, aber zunächst noch keinen Wettbewerb der Versorger vorsah.

5 Die Studie von Meyer (2011) beruht auf US-amerikanischen Daten von 2001–2008 und ist in dieser Hinsicht nicht ganz klar. Die meisten US-Staaten hatten in diesem Zeitraum bereits ihren Markt liberalisiert und Wettbewerb auf der Versorgungsstufe zugelassen.

Nur in der Studie von Nillesen und Pollitt (2011), die die Wirkung der 1998 in Neuseeland erzwungenen Entflechtung der Stromversorger von ihrem Verteilnetz untersucht haben, gibt es Hinweise auf die Entwicklung der Differenzen zwischen Preisen und Grenzkosten der Versorger vor und nach der Entflechtung. Die Autoren verwenden zwei Näherungswerte für diese Margen und können zumindest für einen von beiden feststellen, dass er nach der Entflechtung bis 2001 gesunken ist. Wenn Sabotage vor der Entflechtung eine Rolle gespielt hat, sollte ein stärkerer Wettbewerb nach der Entflechtung die Margen gedrückt haben. Allerdings steigt der Indikator nach 2001 wieder.

Nun zum anderen Argument der EU für eine vertikale Entflechtung der Stromwirtschaft, dem fehlenden Anreiz von vertikal integrierten Unternehmen, in die Übertragungskapazitäten zu investieren. Theoretisch ist dies leicht zu zeigen, wie Léautier (2001) mithilfe eines einfachen Ringmodells eines Stromnetzes, das zwei Stromerzeuger mit einem Nachfragemarkt verbindet, demonstriert.⁶ Er betrachtet den Anreiz für einen der beiden Stromerzeuger, die Kapazität der Leitung zwischen den beiden Erzeugern zu erhöhen, über die die Ausgleichsenergie fließt, wenn nicht beide Erzeuger die gleiche Menge produzieren und an den Nachfragemarkt liefern. Die beiden Stromerzeuger haben stochastische Grenzkosten der Stromerzeugung, die sie beim Preiswettbewerb um den Nachfragemarkt noch nicht kennen. Er zeigt, dass ein sozialer Planer bei der Investitionsentscheidung in die Verbindungsleitung immer zwei Effekte berücksichtigt. Zum einen sichert eine höhere Kapazität, dass es seltener vorkommt, dass die Nachfrage durch einen Anbieter gedeckt werden muss, der höhere Produktionskosten hat. Zum anderen senkt die höhere Kapazität für die Ausgleichsenergie die Marktmacht der Stromerzeuger, und sie werden im Erwartungswert geringere Preise verlangen. Überlässt man nun die Investitionsentscheidung einem der beiden Stromerzeuger, so wird dieser nicht die sozial effiziente Investitionsentscheidung treffen und weniger Kapazität aufbauen, wenn er später nur gemäß der Preisdifferenz zwischen den beiden Stromerzeugern multipliziert mit dem Stromfluss auf der Leitung entlohnt wird.

Diese Ergebnisse leuchten intuitiv ein. Je beschränkter die Netzkapazität ist, desto größer ist die lokale Marktmacht der lokalen Stromerzeuger.⁷ Um die Stromerzeuger zu motivieren, in Leitungskapazität zu investieren und entsprechend ihre Marktmacht aufzugeben, müssen sie über die üblichen Maße von den Nutzern der Leitung für die Bereitstellung der Leitungskapazität entlohnt werden. Allerdings ist es auch hier nicht leicht, empirische Belege dafür zu finden, dass vertikal integrierte Unternehmen weniger in Leitungskapazitäten investieren als es Unternehmen tun, die nur auf den Netzbetrieb spezialisiert sind.

Léautier und Thelen (2009) klassifizieren zunächst die Stromwirtschaft in Argentinien, Australien, Neuseeland, Frankreich, Italien, Spanien, Großbritannien, den nordischen Ländern und einigen Teilstaaten der USA nach dem Grad ihrer vertikalen Entflechtung in (i) gar nicht entflochten, (ii) teilweise entflochten und (iii) vollständig entflochten. Dann betrachten sie für die verschiedenen Länder/Märkte jeweils unterschiedliche Indikatoren für die Überlastung der Netze und teilen die Länder wiederum in drei Kategorien hinsichtlich der Reduzierung dieser Überlastungsmaße ein. Sie folgern aus der Gegenüberstellung des Entflechtungsgrades der be-

6 Ähnliche Effekte treten auch in dem einfacheren Netzmodell von Joskow und Tirole (2000) im Falle von physischen Eigentumsrechten auf.

7 Vgl. Borenstein, Bushnell und Stoff (2000), die dies auch im Rahmen eines Cournot-Wettbewerbsmodells nachgewiesen haben.

trachteten Länder und der dort erreichten Reduzierung der Überlastung, dass die Entflechtung allein nicht hinreichend ist, um eine starke Reduzierung der Überlastung herbeizuführen. Es bedarf darüber hinaus eines effektiven Anreizsystems. Nardi (2010) untersucht 14 beziehungsweise 28 Mitgliedsländer der *Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity* (UCTE) im Hinblick auf ihre vertikale Entflechtung und verschiedene Quantitäts- und Qualitätsindikatoren ihrer Fernleitungs- und Verteilnetze. Er betrachtet allgemein entflochtene Netzbetriebe, was alle Arten von Entflechtung (sowohl verschiedene Besitzer, als auch nur buchführungstechnisch oder rechtlich getrennt arbeitende Tochterfirmen) umfasst, und vollständig entflochtene Fernleitungs- beziehungsweise Verteilnetze im Besonderen. Die Qualitätsindikatoren für allgemein entflochtene Unternehmen sind besser als für nicht entflochtene. Betrachtet man ausschließlich die vollkommen selbständigen Unternehmen, haben diese schlechtere Qualitätsindikatoren als die nicht entflochtenen. In Bezug auf die quantitativen Indikatoren sieht die Situation anders aus. Hier haben vollständig selbständige Unternehmen die besten Indikatoren, gefolgt von den allgemein entflochtenen und den nicht entflochtenen. Nillesen und Pollitt (2011) betrachten, wie oben schon erwähnt, die Wirkung der zwangsweise 1998 in Neuseeland eingeführten Trennung der Versorgungsunternehmen von ihren Verteilnetzen. Sie untersuchen unter anderem drei Qualitätsindikatoren vor und nach der Zwangsseparierung und stellen fest, dass zwei davon nach 1998 signifikant gestiegen sind, während der dritte Indikator keine signifikante Veränderung aufweist.

Die hier referierten empirischen Studien geben offensichtlich kein klares Bild, ob der Anreiz für Investitionen in das Netz für entflochtene Netzbetreiber größer ist als für solche, die vertikal in die Stromerzeugung oder die Stromversorgung integriert sind. Einige Indikatoren sprechen dafür, während andere diese These entweder nicht bestätigen oder ihr sogar zuwider laufen. Das liegt natürlich zum einen an der sehr groben Messung der Investitionstätigkeit, zum anderen daran, dass neben der Entflechtung noch viele andere Dinge in den verschiedenen Ländern unterschiedlich beziehungsweise im Lauf der Zeit geschehen sind, die häufig nicht berücksichtigt werden. Nillesen und Pollitt (2011) weisen auf eine interessante Entwicklung in Neuseeland hin. Dort gab es, nachdem die vertikale Integration von Stromversorgern mit ihrem jeweiligen Verteilnetz nicht mehr möglich war, eine Tendenz zur vertikalen Integration von Stromversorgern und Stromerzeugern. Beide Autoren schätzen diese Entwicklung ähnlich wie die EU in ihrer Sektorenuntersuchung eher negativ ein. Ob und wie sich dieser Standpunkt untermauern lässt, soll im Folgenden untersucht werden.

3.2 Gibt es Argumente zur Entflechtung der Stromerzeugung von der Stromversorgung?

Diese Frage wird von unterschiedlichen Autoren unterschiedlich beantwortet. Bushnell et al. (2008) interpretieren die vertikale Integration zwischen Versorgungs- und Stromerzeugungsunternehmen genau so, als wenn die Stromerzeuger mit den Versorgern Terminkontrakte eingegangen wären. Letztere bewirken im Cournot-Wettbewerb, dass die Unternehmen deutlich mehr Strom auf dem Markt anbieten, weil sie durch ein entsprechend großes Angebot auf dem Terminmarkt um die Stackelbergführer-Position auf dem Spotmarkt konkurrieren.⁸ Dadurch steigt das gesamte Handelsvolumen und der Preis sinkt. Bushnell et al. (2008) benutzen Marktdaten

8 Vgl. Allaz und Villa (1993). Bei einem Bertrand-Wettbewerb würde ein vorgelagerter Terminmarkt genau umgekehrt wirken. Wie Mahenc und Salanié (2004) zeigen, verringert ein vorgelagerter Terminmarkt den Preiswettbewerb zwischen heterogenen Konkurrenten auf einem Spotmarkt.

aus dem Sommer 1999 und zeigen zunächst, dass der kalifornische Spotmarkt relativ gut mit den theoretischen Vorhersagen aus dem einfachen Cournot-Modell übereinstimmt, während die Preise im PJM- und Neuengland-Markt deutlich geringer ausfielen.⁹ Wenn man dagegen in das Cournot-Modell und in die Schätzungen für die letzten beiden Märkte die Terminpositionen der Unternehmen mit einbezieht, so stimmen beide wieder recht gut miteinander überein. Die Terminpositionen der Unternehmen verringern also deren Marktmacht auf den Spotmärkten und, falls die vertikale Integration als eine solche Terminposition aufgefasst werden kann, sollten sie auf keinen Fall untersagt werden.

Gans und Wolak (2011) stellen diese Argumentation auf den Kopf. Sie untersuchen sowohl theoretisch als auch empirisch die vertikale Integration zwischen einem Stromversorger und einem Stromerzeuger in Australien im Jahre 2003. Dabei zwang die australische Wettbewerbsbehörde den Stromversorger nach der Übernahme des Stromerzeugers, beim Stromerzeuger nur als stiller Teilhaber zu wirken, ohne dort auf die Tagesgeschäfte Einfluss zu nehmen. Gans und Wolak (2011) zeigen in einem Modell, dass der Stromversorger auf Grund der bereits vorhandenen vertikalen Integration mit dem Stromerzeuger, seine Nachfrage auf dem Terminmarkt reduziert. Die Stromerzeuger werden dadurch weniger Terminverträge abschließen, was wiederum dazu führt, dass sie weniger aggressiv auf dem Spotmarkt konkurrieren. Der Spotmarktpreis wird also steigen. Diesen Effekt können die Autoren auch empirisch in den australischen Daten nachweisen. Er beruht vor allem auf der passiven Teilhaberschaft des Stromversorgers und würde ohne diese so nicht eintreten. Entsprechend ist dieser Beitrag weniger ein Argument gegen die vertikale Integration, sondern vielmehr gegen die wettbewerbspolitisch verordnete passive Teilhaberschaft. Es gibt hier durch die vertikale Integration eine Verringerung des Handelsvolumens auf dem Terminmarkt und nicht, wie die EU-Sektorstudie problematisiert hat, auf dem Spotmarkt. Die weiter oben ausgeführte Argumentation der EU-Sektorstudie ist bislang weder modelltheoretisch noch empirisch untermauert worden.

Argumente gegen die vertikale Integration von Stromerzeugung und -versorgung lassen sich unter Umständen aus dem Beitrag von Boom und Bühler (2007) ableiten (vgl. auch Boom 2009). In ihm wird anders als in beiden zunächst hier diskutierten Beiträgen nicht mehr von einem regulierten Versorgungsmarkt ausgegangen, sondern die Preisbildung in diesem Markt mit einbezogen. Der Spotmarkt wird nicht mehr als Cournot-Wettbewerb, sondern als Einheitspreisauktion modelliert, wie sie auf realen Strommärkten häufig vorkommt, und die Investitionsentscheidung der Stromerzeuger wird ebenfalls abgebildet. In diesem Rahmen lässt sich zeigen, dass ein vertikal integriertes Unternehmen mehr in Stromerzeugungskapazität investiert und höhere Strompreise auf dem Endverbrauchermarkt verlangt, als vertikal separierte Unternehmen es tun würden. Beides geht darauf zurück, dass ein vertikal integriertes Unternehmen auf dem Spotmarkt von seinem Konkurrenten immer ausgebeutet werden kann, wenn die Nachfrage in seinem eigenen Versorgungsunternehmen seine eigene Erzeugungskapazität übersteigt und es zum Nettonachfrager wird. Dieser Gefahr der Ausbeutung kann das integrierte Unternehmen durch höhere Investitionen und höhere Endverbraucherpreise entgehen. Ersteres erhöht seine vorhandene Kapazität und letzteres verringert die Versorgungsnachfrage. Da im betrachteten Modell die höhere Kapazität keine höhere Versorgungssicherheit der Konsumenten nach sich zieht, bewirkt der höhere Preis, dass die vertikal separierte Struktur unter Wohlfahrtsgesichtspunkten vorzuziehen ist. Die vertikale Separation verändert also die strategische Situation auf

9 PJM steht für den Markt, der zum damaligen Zeitpunkt Pennsylvania, New Jersey und Maryland umfasste.

dem Spotmarkt. Empirisch lässt sich ein verändertes Bietverhalten von Nettonachfragern und Nettoanbietern auf dem Spotmarkt nachweisen, das mit dem Modell im Einklang ist (Kühn und Machado 2004). Ins Bild passen würden auch die von Nillesen und Pollitt (2011) festgestellten höheren Verbraucherpreise in Neuseeland, die mit der nach der Separation von Versorgern und dem Verteilnetzbetrieb eintretenden Integration von Versorgern mit Erzeugern zusammen hängen könnten. Einen Hinweis auf höhere Investitionen in die Stromerzeugung haben Nillesen und Pollitt jedoch nicht gefunden.

Obwohl die hier vorgestellten Beiträge keine eindeutigen Schlüsse über den Vor- oder Nachteil einer vertikalen Integration zwischen den Versorgern und den Erzeugern zulassen, ist hoffentlich klar geworden, dass die vertikale Integration immer ein verändertes Verhalten der Stromerzeuger auf dem Spotmarkt und/oder dem Terminmarkt nach sich zieht. Weitere empirische Studien zu der Frage, ob dieses eher dem prognostizierten Muster von Boom und Bühler (2007) oder dem von Allaz und Vila (1994) entspricht, wie durch Bushnell et al. (2008) gestützt, wären wünschenswert.

3.3 Argumente gegen die Entflechtung von Stromerzeugung oder -versorgung und Netzbetrieb

Die Präferenz der EU für eine eigentumsrechtliche Entflechtung der Stromerzeuger beziehungsweise -versorger von den Fernleitungs- beziehungsweise Verteilnetzbetreibern ist auf nicht unerhebliche Kritik gestoßen (Brunekreeft und Meyer 2009). Gegner einer weitgehenden Entflechtung führen die üblichen Argumente ins Feld, die man für die vertikale Integration von Unternehmen benutzen kann, als da sind (vgl. auch zum Folgenden Michaels 2006):

- die Lösung des *Hold-up*-Problems zwischen Stromerzeugern und Stromnetzbetreibern, die die jeweils andere Seite ausbeuten können, weil spezifische Investitionen in das Stromnetz oder ein Kraftwerk nicht mehr anderweitig verwendet werden können,
- die Internalisierung externer Effekte im Gesamtsystem, das schwer durch entsprechende Verträge koordiniert werden kann und
- die Verringerung des Investitionsrisikos und die damit verbundenen Reduzierung der Kosten der Risikoabdeckung.

Andere Autoren betonen daneben auch die Gefahr der doppelten Marginalisierung, die allerdings stark von der Effektivität und der Grundlage der Regulierung der Netzentgelte abhängig ist (vgl. Bolle und Breitmoser 2006 und die Kritik dazu in Pollitt 2008). Empirisch werden die Effekte nicht einzeln überprüft, sondern es wird davon ausgegangen, dass all diese Effekte dazu führen sollten, dass vertikal integrierte Stromanbieter kostengünstiger produzieren können als vertikal separierte.

Zur Untermauerung dieses Arguments werden die oben schon diskutierten empirischen Studien zu vertikalen Kostenkomplementaritäten, wie etwa bei Kwoka (2002) oder Jara-Díaz und Ramos-Real (2011) angeführt (vgl. auch Michaels 2006, der noch weiter empirische Studien ins Feld führt). Kwoka (2002) benutzt die Daten von 147 Versorgungsunternehmen, die sich in den USA zum Untersuchungszeitpunkt 1989 in privater Hand befunden haben, während Jara-

Díaz und Ramos-Real (2011) die Kostendaten von zwölf spanischen Stromproduzenten zwischen 1985 und 1996 benutzen, die 1996 50 Prozent der spanischen Stromproduktion bereitstellten und diese im Wesentlichen nicht mit Wasserkraft erzeugten. Die Autoren nehmen an, dass die untersuchten Unternehmen ihre Kosten minimieren und schätzen dann für Unternehmen auf der Basis von vorhandenen Kostendaten Kostenfunktionen. Diese Kostenfunktionen enthalten in der Regel einen multiplikativen Term, der sowohl von der erzeugten als auch von der an den Endverbraucher gelieferten Strommenge abhängig ist. Für zum Beispiel den Median der erzeugten und der ausgelieferten Menge wird dann die relative Kostendifferenz zwischen separierter Erzeugung und Lieferung und der Erzeugung und Lieferung durch ein integriertes Unternehmen berechnet. Dieser Indikator deutet in der Regel auf eine nicht unerhebliche Möglichkeit der Kostenersparnis hin, auch wenn die Größenordnungen stark voneinander abweichen.¹⁰

Alle empirischen Studien haben allerdings das gemeinsame Problem, dass sie davon ausgehen, dass der Grad der vertikalen Integration bei den betrachteten Unternehmen exogen ist. Sie beachten nicht, dass die vertikale Integration in ihrem jeweiligen Datensatz auf ökonomischen Entscheidungen der Akteure beruht. Es ist zu vermuten, dass eine vertikale Integration der im Datensatz nicht integrierten Verteilnetzbetreiber und der nicht oder nur wenig integrierten Stromerzeuger nicht profitabel ist, und zwar unter Umständen, gerade weil diese auf Grund ganz anderer Umstände als ihrer vertikalen Struktur höhere Kosten haben. Inwieweit derartige Endogenitätsprobleme die Ergebnisse der Autoren in Frage stellen, ist schwer einzuschätzen, hat aber vermutlich eine Überschätzung der vertikalen Kostenkomplementaritäten zur Folge.

Neben denjenigen, die aus den oben genannten Gründen generell gegen eine Entflechtung der Stromwirtschaft sind, gibt es auch Autoren, die vor allem die Fixierung der EU auf die eigentumsrechtliche Entflechtung kritisieren. In dem Beitrag von Höffler und Kranz (2011) wird gezeigt, dass unter der Bedingung perfekter Regulierung, das heißt, dass ein vollkommen unabhängiges Management des Netzbetriebs gewährleistet ist und die Netznutzungsentgelte von der Regulierungsbehörde exogen bestimmt werden, die rein rechtliche Entflechtung einer vollständigen besitzrechtlichen Entflechtung vorzuziehen ist. Die Hauptursache dieses Ergebnisses liegt darin, dass das nachgelagerte integrierte Unternehmen, zum Beispiel der mit dem Netzbetreiber integrierte aber funktional separierte Stromerzeuger, ein Interesse daran hat, durch seine Entscheidung den Gesamt-Output zu erhöhen, weil das integrierte Unternehmen im Netzbetrieb darauf eine fixe Rente verdient. Ist der Netzbetreiber nicht mit mindestens einem Stromerzeuger auf diese Weise integriert, besteht dieser zusätzliche Anreiz, viel Strom zu erzeugen, nicht. Dieses Interesse am Gesamtoutput besteht natürlich auch bei perfekter vertikaler Integration auf Seiten des integrierten Unternehmens. Gleichzeitig gibt es jedoch auch den Anreiz, bei den nichtintegrierten Stromerzeugern Sabotage zu Gunsten des eigenen Stromerzeugers zu betreiben.¹¹ Falls dies mithilfe der perfekten Abschirmung des Managements im Idealfall der rein rechtlichen Entflechtung unterbunden werden kann, ist man sozusagen in der besten aller Welten oder hat, wie die Autoren in ihrem Titel suggerieren, den goldenen Mittelweg gefunden.¹² Daneben weisen sie

10 Die Abweichungen gehen, wie Jara-Díaz und Ramos-Real (2011) gezeigt haben, neben den physischen und institutionellen Unterschieden der untersuchten Märkte auch auf die verwandte empirische Methode zurück.

11 Vgl. auch die Diskussion zu Beginn des Abschnittes 3.1.

12 Höffler und Kranz (2011) diskutieren darüber hinaus auch die umgekehrte rechtliche Entflechtung, d.h. nicht das vorgelagerte Unternehmen (hier der Netzbetreiber) wird unabhängig vom Gewinn des Gesamtkonzerns geführt, sondern das nachgelagerte Unternehmen (der Stromerzeuger), das sich im Wettbewerb mit den anderen Stromerzeugern befindet. Sie zeigen, dass dies die schlechteste Lösung ist,

darauf hin, dass eine rein funktionale Trennung von Netzbetrieb und Stromerzeugung, wenn es denn über den von ihnen gewählten Modellrahmen hinaus vertikale Kostenkomplementaritäten gibt, im Vergleich zur vollständigen eigentumsrechtlichen Trennung noch den Vorteil hat, dass es zumindest das *Hold-up*-Problem löst.

4 **Konsequenzen für eine konsistente Regulierungspolitik**

Höffler und Kranz (2011) sind in ihrer Diskussion der EU-Politik realistisch genug einzuräumen, dass für die Überlegenheit der funktionalen Entflechtung eine effektive Regulierung des Netzbetreibers, die einerseits die Netzentgelte festlegt und die funktionale Trennung auch wirklich durchsetzt, entscheidend ist. Wer also eine solche Lösung bevorzugt, muss daran glauben, dass es gelingt, gleichzeitig eine starke Regulierungsbehörde aufzubauen. Die EU tut das offensichtlich nicht.

Interessant ist in diesem Zusammenhang, dass Deutschland, das jahrelang eine Beschränkung auf die rein funktionelle Entflechtung gegen den Widerstand der EU propagiert hat, bei der Schaffung einer schlagkräftigen Regulierungsbehörde wohl als eines der Schlusslichter in Europa zu betrachten ist. Auf eine effektive Regulierung der Netzbetreiber zu verzichten und gleichzeitig diese im Besitz von Stromerzeugern oder Versorgern zu belassen, ist nur dann eine sinnvolle Politik, wenn man an sehr große vertikale Kostenkomplementaritäten glaubt, die durch Eingriffe von Regulierungsbehörden, wie die wirksame funktionale Trennung oder eine anreizkompatible Regulierung der Netznutzungsentgelte, zerstört werden.

Wer weder an die Schlagkraft von Regulierungsbehörden noch an zu große vertikale Kostenkomplementaritäten glaubt, der wird vermutlich eine auch eigentumsrechtliche Entflechtung bevorzugen. Solange das Netz allerdings im Besitz eines privaten Unternehmens bleibt, kommt man immer noch um die Regulierung der Netznutzungsentgelte nicht herum, da es sonst seine Monopolposition ausnutzen wird. Hier ist nach wie vor ein gewisses Zutrauen in die Effektivität der Regulierungsbehörde gefragt. Wer dies nicht hat, weil er nicht daran glaubt, dass eine solche Behörde die notwendigen Informationen bekommt, dem bleibt noch die Verstaatlichung der Netze. Wer das Zutrauen nicht hat, weil er prinzipiell der Bürokratie und den politischen Prozessen misstraut, der wird auf eine solche Behörde verzichten und die Monopolrenten zahlen müssen.

Die Situation in Deutschland macht derartige prinzipielle Entscheidungen wohl nicht mehr notwendig. Obwohl eine eigentumsrechtliche Entflechtung von Netzbetrieb und Stromerzeugung hier nie gesetzlich gefordert worden ist, haben von den vier großen Stromerzeugern in Deutschland, die bis vor kurzem noch das gesamte Fernleitungsnetz Deutschlands unter sich aufgeteilt hatten, drei ihr Netz verkauft. Offensichtlich waren die Netze für diese Stromerzeuger nach der Einführung einer strikteren Regulierung auch in Deutschland nicht mehr lukrativ genug oder nicht mehr lukrativ genug, um in Brüssel andere Projekte zu gefährden.

weil weder ein Interesse am Gesamtoutput besteht, noch der Anreiz zur Sabotage verschwindet. Dieser Fall wird auch in Cremer et al. (2006) analysiert, wobei deren Ergebnisse stark von der doppelten Marginalisierung geprägt werden, die im hier zugrundeliegenden Fall keine Rolle spielt.

Aus der hier vorgestellten Literatur zur vertikalen Entflechtung lässt sich keine eindeutige Empfehlung für eine relativ lockere oder sehr strenge Entflechtung geben. Allerdings sollten die Kompetenzen der Regulierungsbehörde zum gewählten Entflechtungsmodell passen. Gibt man sich mit einer rein funktionalen Entflechtung zufrieden, um eventuelle vertikale Kostenkomplementaritäten nicht zu gefährden und von der Delegation des Managements wie in Höffler und Kranz (2011) zu profitieren, muss diese Behörde relativ weitreichende Kontrollrechte über die reine Nutzungsentgeltregulierung und Investitionsplanung hinaus haben. Entscheidet man sich dagegen für eine vertikale Trennung, ist das nicht nötig. Wie das deutsche Beispiel zeigt, liegen die Modelle dann gar nicht mehr so weit auseinander und die Unternehmen entflechten sich womöglich selbst.

Literaturverzeichnis

- Allaz, B. und J.-L. Vila (1993): Cournot Competition, Forward Markets and Efficiency. *Journal of Economic Theory*, 53 (1), 1–16.
- Beard, T. R., D. L. Kaserman und J. W. Mayo (2001): Regulation, Vertical Integration and Sabotage. *The Journal of Industrial Economics*, 49 (3), 319–333.
- Bergman, L. und N.-H. M. von der Fehr (1999): The Nordic Experience: Diluting Market Power by Integrating Markets. In: L. Bergman et al. (Hrsg.): *A European Market for Electricity? Monitoring European Regulation 2*. London, Centre for Economic Policy Research (CEPR), 116–146.
- Bolle, F. und Y. Breitmoser (2006): *On the Allocative Efficiency of Ownership Unbundling*. Discussion Paper 255. Europa-Universität Viadrina Frankfurt (Oder), Department of Business Administration and Economics.
- Boom, A. (2009): Vertically Integrated Firms' Investments in Electricity Generating Capacity. *International Journal of Industrial Organization*, 27, 544–551.
- Boom, A. und S. Bühler (2007): *Restructuring Electricity Markets when Demand is Uncertain: Effects on Capacity Investments, Prices and Welfare*. Discussion Paper 2007-09. Centre for Industrial Economics, Department of Economics, Copenhagen University.
- Borenstein, S., J. Bushnell und S. Stoft (2000): The Competitive Effects of Transmission Capacity in a Deregulated Electricity Industry. *Rand Journal of Economics*, 31 (2), 294–325.
- Brunekreeft, G. (1999): Germany: Negotiating Access. In: L. Bergman et al. (Hrsg.): *A European Market for Electricity? Monitoring European Regulation 2*. London, Centre for Economic Policy Research (CEPR), 147–163.
- Brunekreeft, G. und R. Meyer (2009): *Entflechtung auf den europäischen Strommärkten: Stand der Debatte*. UNECOM Discussion Paper 2009-06, Jacobs University, Tilburg University, TU Delft.
- Bushnell, J. B., E. T. Mansur und C. Saravia (2008): Vertical Arrangements, Market Structure, and Competition: An Analysis of the Restructured US Electricity Market. *The American Economic Review*, 98 (1), 237–266.
- Chao, H.-P., S. Oren und R. Wilson (2008): Reevaluation of Vertical Integration and Unbundling in Restructured Electricity Markets. In: F. P. Sioshansi (Hrsg.): *Competitive Electricity Markets: Design, Implementation, Performance*. Oxford, Amsterdam, Elsevier, 27–64.
- Cremer, H., J. Crémer und P. de Donder (2006): *Legal versus Ownership Unbundling in Network Industries*. CEPR Discussion Paper 5767. London, Centre for Economic Policy Research.

- Davies, S. und C. Waddams Price (2007): Does Ownership Unbundling Matter? Evidence from UK Energy Markets. *Intereconomics*, 42 (6), 297–301.
- Economides, N. (1998): The Incentive for Non-Price Discrimination by an Input Monopolist. *International Journal of Industrial Organization*, 16, 271–284.
- European Commission (2004): The Unbundling Regime. Note of DG Energy & Transport on Directives 2003/54/EC and 2003/55/EC, Brüssel.
- European Commission (2007): DG Competition Report on Energy Sector Inquiry. SEC(2006) 1724, Brüssel.
- European Commission (2010): The Unbundling Regime. Commission Staff Working Paper, Interpretative Note on Directives 2009/72/EC Concerning Common Rules for the Internal Market in Electricity and Directive 2009/73/EC Concerning Common Rules for the Internal Market in Natural Gas, Brüssel.
- Fraquelli, G., M. Piacenza und D. Vannoni (2005): Cost Savings from Generation and Distribution with an Application to Italian Electric Utilities. *Journal of Regulatory Economics*, 28 (3), 289–308.
- Gans, J. S. und F. A. Wolak (2011): *A Comparison of Ex Ante versus Ex Post Vertical Market Power: Evidence from the Electricity Supply Industry*. Mimeo. Melbourne Business School.
- Giulietti, M. und R. Sicca (1999): The Liberalisation of the Internal Market for Electricity: What Choices for Italy? *Utilities Policy*, 8, 173–182.
- Haucap, J. (2007): The Costs and Benefits of Ownership Unbundling. *Intereconomics*, 42 (6), 301–305.
- Höfler, F. und S. Kranz (2011): Legal Unbundling Can Be a Golden Mean between Vertical Integration and Ownership Separation. *International Journal of Industrial Organization*, 29, 576–588.
- Jara-Diaz, S. und F. J. Ramos-Real (2011): The Effect of Output Specification on the Optimal Policy Design for Electric Utilities. *Journal of Regulatory Economics*, 40 (1), 62–81.
- Joskow, P. L. und J. Tirole (2000): Transmission Rights and Market Power on Electric Power Networks. *The Rand Journal of Economics*, 31 (3), 450–487.
- Krattenmaker, T. G. und S. C. Salop (1986): Anticompetitive Exclusion: Raising Rivals' Costs to Achieve Power over Price. *The Yale Law Journal*, 96 (2), 209–293.
- Kühn, K.-U. und M. Machado (2004): *Bilateral Market Power and Vertical Integration in the Spanish Electricity Spot Market*. CEPR Discussion Paper 4590. London, Centre for Economic Policy Research.
- Kumkar, L. (2001): *Kommissionsvorschläge: Zentralisierung oder Wettbewerb der (De-)Regulierungsansätze?* Kieler Arbeitspapier, 1055. Institut für Weltwirtschaft an der Universität Kiel.
- Kwoka, J. E. (2002): Vertical Economies in Electric Power: Evidence on Integration and on its Alternatives. *International Journal of Industrial Organization*, 20 (5), 653–671.
- Léautier, T.-O. (2001): Transmission Constraints and Imperfect Markets for Power. *Journal of Regulatory Economics*, 19 (1), 27–54.
- Léautier, T.-O. und V. Thelen (2009): Optimal Expansion of the Power Transmission Grid: Why not? *Journal of Regulatory Economics*, 36, 127–153.
- Mahenc, P. und F. Salanié (2004): Softening Competition through Forward Trading. *Journal of Economic Theory*, 131, 282–293.
- Meyer, R. (2011): Economies of Scope in Electricity Supply and the Costs of Vertical Separation for Different Unbundling Scenarios. *Journal of Regulatory Economics* (im Erscheinen).

- Michaels, R. J. (2006): Vertical Integration and the Restructuring of the U.S. Electricity Industry. *Policy Analysis*, 572, CATO Institute.
- Nardi, P. (2010): *Transmission Network Unbundling and Grid Investments. Evidence from the UCTE Countries*. Mimeo. Università Luigi Bocconi.
- Newbery, D. (1999): The UK Experience: Privatization with Market Power. In: L. Bergman et al. (Hrsg.): *A European Market for Electricity? Monitoring European Regulation 2*. London, Centre for Economic Policy Research (CEPR), 89–115.
- Nillesen, P. H. L. und M. G. Pollitt (2011): Ownership Unbundling in Electricity Distribution: Empirical Evidence from New Zealand. *Review of Industrial Organization*, 38 (1), 61–93.
- Pollitt, M. G. (1999): Issues in Electricity Market Integration and Liberalization. In: L. Bergman et al. (Hrsg.): *A European Market for Electricity? Monitoring European Regulation 2*. London, Centre for Economic Policy Research (CEPR), 27–86.
- Pollitt, M. G. (2008): The Arguments for and against Ownership Unbundling of Energy Transmission Networks. *EnergyPolicy*, 36, 704–713.
- Régibeau, P. (1999a): France: If it Ain't Broke? In: L. Bergman et al. (Hrsg.): *A European Market for Electricity? Monitoring European Regulation 2*. London, Centre for Economic Policy Research (CEPR), 182–194.
- Régibeau, P. (1999b): Regulatory Reform in the Spanish Electricity Industry: Same as it Ever Was? In: L. Bergman et al. (Hrsg.): *A European Market for Electricity? Monitoring European Regulation 2*. London, Centre for Economic Policy Research (CEPR), 164–181.
- Salop, S. C. und D. T. Scheffman (1983): Raising Rivals' Costs. *The American Economic Review*, 73 (2), 267–271.
- Stoft, S. (2002): *Power System Economics, Designing Markets for Electricity*. New York, IEEE and Wiley.
- Thomas, S. (2005): *Die Strom- und Gasrichtlinien der Europäischen Union*. EGÖD und Internationales Forschungsinstitut für Öffentliche Dienste, University of Greenwich.