

Seeliger, Andreas

Preprint

Umsetzung der europäischen Binnenmarktrichtlinie für Elektrizität (96/92/EG) und deren wettbewerbliche Folgen

Suggested Citation: Seeliger, Andreas (2019) : Umsetzung der europäischen Binnenmarktrichtlinie für Elektrizität (96/92/EG) und deren wettbewerbliche Folgen, ZBW – Leibniz Information Centre for Economics, Kiel, Hamburg

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/191751>

Standard-Nutzungsbedingungen:

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

Terms of use:

Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.

You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.

If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.

Umsetzung der europäischen Binnenmarktrichtlinie für Elektrizität (96/92/EG) und deren wettbewerbliche Folgen

Prof. Dr. Andreas Seeliger, Hochschule Niederrhein, Krefeld

Februar 2019

Vorwort

Das vorliegende Working Paper ist eine Arbeit aus dem Jahr 2001. Es zeigt eine Momentaufnahme fünf Jahre nach dem Erlassen der ersten europäischen Binnenmarktrichtlinie für Elektrizität bzw. drei nach der Umsetzung in Deutschland durch die Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes.

Das Paper entstand während meiner Zeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Lehrstuhl für Öffentliche Finanzen an der Goethe-Universität in Frankfurt und war eigentlich zur Veröffentlichung in der damaligen Working-Paper-Reihe des Lehrstuhls vorgesehen. Durch meinen Wechsel an die Universität zu Köln wurde dies nicht mehr realisiert. Warum ich die Veröffentlichung des Papers an der neuen Wirkungsstätte nicht mehr weiterverfolgt habe, ist heute nicht mehr ganz nachzuvollziehen.

Im Rahmen eines Liefervertragsdisputes, bei dem ich beratend eingebunden war, entdeckte ich durch Zufall das Paper wieder. In dem Fall ging es unter anderem um den Informationshintergrund der Vertragsparteien bei Vertragsabschluss, der genau in dem Zeitraum der Entstehung des vorliegenden Papers lag. Da meine eigenen Erinnerungen an die Zeit teilweise etwas ungenau bezüglich der zeitlichen Abfolge einzelner Ereignisse geworden sind, kam meine damalige Arbeit doch noch zu einer sinnvollen Anwendung. Auch wenn meine Gedanken von 2001 natürlich nicht gerichtsfest sind (dafür hätten sie ja veröffentlicht werden müssen), hilfreich bei der Erinnerung und Einschätzung der damaligen Lage waren sie dennoch. Auch die Auswertung der Literatur wurde durch die nunmehr 18 Jahre alten Vorarbeiten deutlich erleichtert.

Daher habe ich mich entschlossen, das Paper trotz (oder gerade wegen) seines fortgeschrittenen Alters doch noch zu veröffentlichen. Aus Authentizitätsgründen habe ich den Text komplett unangetastet gelassen, auch wenn die eine oder andere Formulierung sicherlich eine gewissen Überarbeit verdient hätte. Lediglich den Titel des Working Papers habe ich um die offizielle Nummerierung der Binnenmarktrichtlinie ergänzt. Dies soll Missverständnisse bezüglich Inhalt und Alter der Arbeit vermeiden, da in der Zwischenzeit bekanntlich weitere Richtlinien für den Strommarkt erschienen sind.

Kontakt: andreas.seeliger@hs-niederrhein.de

Umsetzung der europäischen Binnenmarktrichtlinie für Elektrizität (96/92/EG) und deren wettbewerbliche Folgen

von

Dipl.-Volksw. Andreas Seeliger, Frankfurt am Main

April 2001

- 1 Einleitung
- 2 Rückblick
- 3 Aktuelle Situation der deutschen Elektrizitätswirtschaft
- 4 Auswirkungen der Liberalisierung auf die Wettbewerbsfähigkeit kommunaler Energieversorger
- 5 Umsetzung der Richtlinie in anderen EU-Staaten
- 6 Ausblick: Ein einheitlicher europäischer Binnenmarkt?

Zusammenfassung:

Gegenstand dieser Arbeit sind die Auswirkungen der Liberalisierung der europäischen Strommärkte. Einen Schwerpunkt bildet dabei die Beschreibung des deutschen Marktes, wobei den Schwierigkeiten der Stadtwerke ein eigener Abschnitt gewidmet ist. Diese Unternehmen stehen seit der völligen Marktöffnung aus verschiedenen Gründen besonders unter Druck, allerdings existieren auch mehrere Gründe, die das in den Medien häufig zitierte und befürchtete „Stadtwerkesterben“ als übertrieben erscheinen lassen.

Abschließend wird gezeigt, wie andere EU-Länder ihre Märkte öffneten. Während Großbritannien und die skandinavischen Staaten sich als sehr vorbildlich erwiesen haben, stellt Frankreich das unrühmliche Negativbeispiel dar. Dieses Land hat erst nach über einem Jahr Verzögerung langsam angefangen, seinen zentralistisch-monopolistisch strukturierten Markt anderen Anbietern zugänglich zu machen.

Schlagworte:

Elektrizitätswirtschaft, Energiepolitik, Kraft-Wärme-Kopplung, Liberalisierung, Stadtwerke, Strombörse

1 Einleitung

Vor drei Jahren begann die Deregulierung des Strommarktes in den Mitgliedstaaten der Europäischen Union. Deutschland entschied sich dabei, seinen Markt ohne Übergangszeit vollständig zu öffnen und verzichtete darüber hinaus auf die Errichtung einer Regulierungsbehörde, wie dies bei der Liberalisierung des Telekommunikationsmarktes geschehen ist. Ein solcher Schritt von monopolistischen zu wettbewerblichen Marktstrukturen muss zwangsläufig zu gravierenden Veränderungen und Auswirkungen sowohl auf die wirtschaftliche Situation der bisherigen Gebietsmonopolisten als auch auf die der Nachfrager haben.

Ausgehend von einem Rückblick auf die wesentlichen Merkmale der Deregulierung in Abschnitt 2, sollen in dieser Arbeit die wichtigsten Auswirkungen dieses Prozesses auf die deutsche Elektrizitätsbranche dargestellt werden. Erläutert werden u.a. die Veränderungen der Strompreise und des Faktoreinsatzes. Eine Beschreibung der veränderten Unternehmenslandschaft, z.B. durch Fusionen und Kooperationen sowie das Auftreten neuer Akteure und Institutionen, ist ebenfalls Gegenstand des dritten Abschnittes.

Ein Sonderproblem der deutschen Energieversorgungsbranche ist die Wettbewerbsfähigkeit der kommunalen Unternehmen. Aufgrund ihrer geringen Größe und teilweise kaum konkurrenzfähiger Faktorausstattung wird von verschiedenen Seiten ein „Stadtwerkesterben“ befürchtet. Dieser These wird in Abschnitt 4 nachgegangen.

Die beiden abschließenden Abschnitte befassen sich mit der europäischen Dimension der Liberalisierung. In Abschnitt 5 wird dargelegt, wie andere EU-Staaten ihre Marktöffnung vollzogen haben, der letzte Abschnitt wagt einen Ausblick auf die von der Kommission erhoffte Bewegung zu einem europäischen Binnenmarkt für Elektrizität.

2 Rückblick

Die Liberalisierung des Strommarkts in Deutschland wurde im April 1998 durch die Verabschiedung des Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts (BGBl. I 1998, S. 730) vollzogen.

Weite Teile des aus den dreißiger Jahren stammenden Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), aber auch einige Bereiche des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB) wurden grundlegend verändert. Besonders schwerwiegend ist hier für die

Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU) die Aufhebung des Rechts, Gebietsmonopole zu bilden. Innerhalb eines solchen Gebietes konnte der Versorger einen einheitlichen, nach einer Cost-plus-Regel ermittelten Tarif verlangen, lediglich Großkunden konnten niedrige Preise aushandeln, da es diesen zumindest theoretisch offen stand, eigene Kraftwerke zu errichten. Allerdings unterlag dieser Bereich sowohl für EVU als auch die Industrie einer Investitionsaufsicht. Einen ausführlichen Überblick über die Elektrizitätswirtschaft vor der Liberalisierung gibt SCHIFFER 1997.

Bereits seit längerem wurden zahlreiche Argumente gegen diese Regulierung des Strommarktes vorgebracht (z.B. ENGELS et al. 1988; DEREGULIERUNGSKOMMISSION 1991; MONOPOLKOMMISSION 1994 und SACHVERSTÄNDIGENRAT 1994). Neben der Tatsache, dass kontinuierlich gegen das in §1 EnWG angeführte Ziel der Preisgünstigkeit verstoßen wurde (SELS 1997), wurden die theoretische Fundierung der Gebietsmonopolregulierung in Frage gestellt. Besonders wurde darauf hingewiesen, dass nicht die gesamte Elektrizitätsversorgung ein natürliches Monopol darstellt, sondern lediglich die Bereiche Netz und lokale Endverteilung. Der Erzeugungs- und Vertriebsanteil sind davon unabhängig. Diese Argumentationslinie folgt dabei derjenigen für die Sektoren Telekommunikation und Bahn. Auch die mangelnde Speicherbarkeit der Elektrizität rechtfertigt keine Regulierung, da dies auf nahezu alle Dienstleistungen zutreffend ist.

Vermutlich war jedoch nicht ökonomische Einsicht ausschlaggebend für die Novellierung, wie so häufig musste erst eine entsprechende Richtlinie der EU für Anpassungsdruck sorgen. Aufbauend auf älteren Ansätzen der Brüsseler Kommission (KOMMISSION 1988), ist die 1996 erlassene Binnemarktrichtlinie für Elektrizität (Richtlinie 96/92/EG) zentrales Dokument in den Liberalisierungsbemühungen.

Kern der Richtlinie stellt die Anforderung an die Mitgliedsstaaten der EU dar, ihre nationalen Elektrizitätsmärkte innerhalb von zwei Jahren zu deregulieren und zu öffnen. Quasi als Ausgleich für den sehr knapp gewählten Zeitrahmen, wurde den einzelnen Regierungen in genauen Umsetzungsfragen relativ weite Freiräume gewährt. Dieser Schritt war jedoch durch die äußerst unterschiedlich strukturierten nationalen Märkte nahezu vorgegeben. Schließlich reichte das Spektrum vom zentralistischen französischen Staatsmonopol über diverse Mischformen wie in Deutschland, bis zu weitestgehend liberalisierten Wettbewerbsmärkten vor allem in Großbritannien und den skandinavischen Ländern (KLOPFER/SCHULZ 1993; STURM/WILKS 1996).

Die deutsche Umsetzung übertraf dabei die Mindestvorgaben um ein Vielfaches, da die Novellierung des EnWG eine vollständige Marktöffnung bewirkte, während die EU-Vorgaben nur einen Marktöffnungsgrad von 23 Prozent (bezogen auf die gesamte Strommenge, nicht die Anzahl der Kunden) für 1999 bzw. 33 Prozent für 2003 verlangt. In der Praxis bedeuten solche Öffnungsgrade, dass lediglich einige Großverbraucher ihren Strom frei beziehen können, für die Mehrheit der kleinen Kunden ändert sich nach diesen Richtlinien-Vorschriften noch nichts. In Staaten mit einer hundertprozentigen Marktöffnung, kann jeder Nachfrager, unabhängig von seinem Verbrauch den Versorger frei wählen und jederzeit wieder wechseln, so auch in der Bundesrepublik.

Das deutsche Modell sieht vor, dass die bisherigen Monopolisten ihr Netz zwar weiterhin besitzen und betreiben dürfen, allerdings müssen sie es der Konkurrenz zur Durchleitung an die neugewonnenen Kunden zur Verfügung stellen. Dafür können die Netzbetreiber eine Durchleitungsgebühr verlangen, die sich an der Kostensituation orientiert. Allerdings wurden die genauen Regelungen weder im Gesetz geregelt, noch installierte der Gesetzgeber eine Regulierungsbehörde. Vielmehr versuchte man, die Sachkenntnis der beteiligten Verbände in den durchaus komplizierten technischen Einzelheiten zu nutzen und überlies den Sektor somit einer gewissen Selbstregulierung. Grundlage stellt die Verbändevereinbarung II (VV II 1999) dar, die eine Weiterentwicklung der sich als wenig funktional erwiesenen ersten Verbändevereinbarung (VV I 1998) ist. Federführend waren bei der Erstellung der Bundesverband der Deutschen Industrie (BDI), die Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke (VDEW; seit Dezember 2000 Verband der Elektrizitätswirtschaft) und der Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft (VIK). Der Gesetzgeber, respektive das zuständige Bundeswirtschaftsministerium, hat sich jedoch ein Optionsrecht vorbehalten (nach §§ 6 und 7 EnWG), bei Scheitern der Selbstregulierung die Durchleitungsfrage in Form einer Rechtsverordnung neu zu regeln (SEELIGER 2000; THEOBALD/ZENKE 2001).

3 Aktuelle Situation der deutschen Elektrizitätswirtschaft

In den meisten Fällen erfolgt durch den Übergang zum freien Wettbewerb eine Tendenz zu steigenden Kapazitäten bzw. steigender Nachfrage. Hier sei vor allem an die Liberalisierung der Telekommunikationsmärkte gedacht, die seit der Marktöffnung zu einer treibenden Kraft der deutschen Volkswirtschaft geworden sind. Auf dem Strommarkt bietet sich derzeit das

gegenteilige Bild, es liegt vielmehr ein Wettbewerb unter Kapazitätsabbau vor. Dies betrifft sowohl die Zahl der Arbeitsplätze als auch den Kraftwerkspark.

Die Rationalisierungsbemühungen lassen sich an einem kontinuierlichen Stellenabbau um 25 Prozent gegenüber 1991 ablesen, der jedoch nicht ausschließlich auf die Liberalisierung zurückzuführen ist. Vielmehr war in der gesamten Branche, besonders in den sich im öffentlichen Besitz befindlichen Unternehmen, eine gewisse Überausstattung mit dem Faktor Arbeit zu beobachten, was sich bei zunehmend beschränkten staatlichen Budgets und verschärften Wettbewerb negativ auswirkt. So ist es auch nicht weiter verwunderlich, dass innerhalb der letzten 10 Jahre jeweils circa 4 Prozent Beschäftigungsrückgang zu verzeichnen waren (VDEW 2000). Allerdings bleibt zu erwarten, dass diese Entwicklung sich noch weiter verschärft, wenn auch die einzelnen Arbeitsfelder unterschiedlich stark betroffen sein werden. Besonders in kaufmännischen oder strategischen Bereichen sowie im Marketing dürfte die Personalausstattung sogar noch ausbaubedürftig sein.

Ein weiteres deutliches Zeichen der Rationalisierungsbemühungen ist der ebenfalls kontinuierliche Rückgang der Investitionen. Da der Elektrizitätssektor eine besonders hohe Kapitalintensität aufweist, kommt dieser Größe eine enorme Bedeutung zu. Aber auch hier beruht der Rückgang nicht ausschließlich auf den aktuellen wettbewerblichen Entwicklungen, außer der Liberalisierung dürfte auch die veränderte Politik in bezug auf die Kernenergie und die Unternehmenssteuerreform eine nicht unwesentliche Rolle spielen. Ein gewisser Teil der rückläufigen Investitionen ist durchaus darauf zurückzuführen, dass die Ausgaben der letzten Jahrzehnte durch einmalige Sonderinvestitionen gekennzeichnet waren (vor allem Umweltschutzmaßnahmen in den achtziger Jahren, sowie die Umrüstung der Energieerzeugungs- und Verteilungsanlagen in der ehemaligen DDR), die nun größtenteils abgeschlossen sind, so dass ein Vergleich mit den Investitionsausgaben der 80er und frühen 90er Jahre zumindest nicht überbewertet werden darf (SEELIGER 1999).

Angesichts bestehender hoher Kapazitäten und einer im Vergleich zum Bruttoinlandsprodukt (BIP) nur unterproportional steigenden Nachfrage, ist die derzeitige Situation am besten als Käufermarkt zu charakterisieren. So betrug die durchschnittliche Wachstumsrate des BIP in den Neunziger Jahren 1,4 Prozent, während der Stromverbrauch lediglich um 0,3 Prozent zunahm (VDEW 2000). Dies zeigt sich vor allem in der Entwicklung der Strompreise. Bereits kurz nach der vollständigen Marktöffnung begann der Kampf der einzelnen Versorger um die

Lieferverträge für Großkunden und Prestigeobjekte (z.B. die bundesweite Belieferung aller Filialen einer Bankgruppe oder Großnachfrager wie den Frankfurter Flughafen). Somit setzte das zumeist von kleinen Energieversorgern befürchtete „Rosinenpicken“ ein, vor dem die bisherige Gebietsmonopolisierung diese Unternehmen geschützt hatte. Auch wenn die jeweiligen Lieferkonditionen wenig bekannt sind, dürfte die Vermutung nahe liegen, dass die Versorgung solcher Prestigeobjekte nicht zu sonderlich großen Gewinnen (wenn überhaupt) führen dürfte. Zwar wurde diese Entwicklung von fast allen Beteiligten erahnt, überraschenderweise übertrug sich der Preiskampf aber schon frühzeitig auf die ehemaligen Tarifkunden, also die privaten Haushalte und Kleinunternehmen. Diese Bewegung ist von der RWE Energie initiiert worden, die im Juli 1999 das erste bundesweit gültige Angebot von „Privatstrom“ medienwirksam offerierte. Diesem Vorbild folgten nicht nur weitere Großversorger wie die damaligen PreussenElektra („Elektra Direkt“) oder Energie Baden-Württemberg („Yellostrom“), auch zahlreiche Kleinanbieter begannen, ihre Tarife zu senken und mehrere auf unterschiedliche Kundenpräferenzen Rücksicht nehmende Verträge anzubieten. Vergleiche zeigen dabei, dass die Unterschiede dieser zweistufigen Tarife teilweise beachtlich sind (vgl. dazu bspw. zahlreiche Dienstleister mit Preisvergleichen im Internet). Deutliche Ausprägungen dieses Trends sind die im Vergleich zu vor der Marktöffnung um über 40 Prozent höheren Werbeetats der Stromversorger (VDEW 2000). Allerdings scheinen sich einige Unternehmen bei der Senkung ihrer Preise verkalkuliert zu haben, da seit Herbst 2000 auch wieder steigende Tarife beobachtbar sind. Die Hauptursache dürfte aber überwiegend in steigenden Beschaffungskosten und neu eingeführten Abgaben (Ökosteuer, Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz, Erneuerbare-Energien-Gesetz) liegen.

Eine weitere Ausprägung des zunehmenden Wettbewerbdruks auf die ehemaligen Monopolunternehmen ist eine radikale Neuordnung der Unternehmenslandschaft. Deutlichste Anzeichen dafür sind vor allem die Fusionen der Großversorger (z.B. Energieversorgung Schwaben und Badenwerk zu Energie Baden-Württemberg (EnBW), Veba (PreussenElektra) und Viag (Bayernwerk) zu E.on oder RWE Energie und VEW), aber auch der mittleren und unteren Ebene ist ein eindeutiger Trend zu Fusionen oder Übernahmen zu beobachten. Zudem ist eine Tendenz zu internationalen Beteiligungen und Kooperationen zu beobachten, z.B. die Übernahme der britischen PowerGen durch E.on oder die Beteiligung der schwedischen Vattenfall an den Hamburgischen Elektrizitätswerken (HEW). Eine weitere Umstrukturierung ist zudem im Osten Deutschlands zu erwarten, wie die Übernahmebemühungen zahlreicher deutscher und internationaler Konzerne um die beiden

großen Berliner Verbundunternehmen Bewag und Veag sowie den Braunkohleverstromer Laubag erahnen lassen.

Für viele kleine Unternehmen (z.B. Stadtwerke kleinerer Städte oder Versorger von Landkreisen) besteht derzeit nur die Möglichkeit der Kooperation mit Konkurrenten, großen Industrieunternehmen mit eigener Stromerzeugung (z.B. Zementhersteller) oder ausländischen Energiekonzernen, wenn die wirtschaftliche Selbständigkeit erhalten bleiben, also die Übernahme durch einen Großversorger vermieden werden soll. Mögliche Ausgestaltungen solcher Kooperationen, die häufig als Vorstufe zu einer späteren Fusion angesehen werden können, sind die Zusammenlegung verschiedener Funktionsabteilungen (z.B. Marketing) oder die Bündelung des Stromeinkaufs (falls keine ausreichende Eigenerzeugung erfolgt), um die Verhandlungsposition gegenüber dem Stromlieferanten zu verbessern. Häufig zu beobachten sind auch Gründungen gemeinsamer Tochterunternehmen, die sich auf den Stromhandel spezialisieren.

Gerade in den Stromhandel und die Eröffnung der deutschen Strombörsen EEX European Energy Exchange (EEX) in Frankfurt am Main und die Leipzig Power Exchange (LPX) werden große Erwartungen gesteckt. Vorläufer der deutschen Handelsplätze sind unter anderem der Nordpool in Skandinavien, die zwischenzeitig gescheiterte California Power Exchange in den USA und die Amsterdam Power Exchange in den Niederlanden (VDEW 1999). Wie in diesen Ländern, so ist auch in Deutschland neben einem Spot- ebenfalls ein Terminmarkt eingeführt worden, so dass eine umfangreiche Palette neuer derivativer Instrumente wie Futures, Optionen oder Swaps zur Verfügung stehen. Entsprechend steht auf Stromterminmärkten analog zu anderen Warenterminbörsen nicht mehr der physische Handel im Vordergrund, sondern vielmehr die Preis- und Risikoabsicherung (BURGER/GRELLMANN 1999).

Obwohl in naher Zukunft wohl nur ein relativ bescheidenes Volumen gemessen am Gesamtmarkt über die Börse gehandelt werden wird, üben die sich ergebenden Preise eine wichtige Indikatorfunktion für den bilateralen Handel, also die direkt zwischen Stromanbieter und -nachfrager ausgehandelten Tarife, aus. Damit verbunden ist auch der in allen bisher liberalisierten Märkten beobachtete Trend zu wesentlich kürzeren Lieferverträgen als zuvor.

Ein weiteres Novum ist das Auftreten zahlreicher neuer Akteure am Markt für Strom, wie z.B. verschiedene Händlerformen, Vertragsvermittler, Internet-Broker oder Risiko- und Portfoliomanager. Zu diesen eher dienstleistungsorientierten Firmen kommen noch sog. IPP

(Independent Power Producer), die selbst Strom erzeugen und anbieten, ohne dabei zur Gruppe der bisherigen Stromversorger zu zählen.

Diese größtenteils neu gegründeten Unternehmen bzw. Tochterunternehmen bieten verschiedene Dienstleistungen sowohl für die bisherigen Versorgungsunternehmen als auch für Kunden jeder Größenordnung an. Für die erstgenannten sind dies Aufgaben wie Optimierung der Beschaffung von Brennstoffen oder Strom für Versorger ohne ausreichende eigene Erzeugung (was auf einen Großteil der Stadtwerke zutrifft) oder ein effizientes Kapazitätenmanagement. Viele dieser neuen Akteure verfügen über ausländische Mutterunternehmen, die bereits auf liberalisierten Märkten Erfahrungen sammeln konnten, so dass eine Inanspruchnahme solcher Tätigkeiten für die bisherigen Monopolisten ohne Wettbewerbserfahrung, eine merkliche Risikominimierung und Know-how-Übermittlung darstellen kann. Dienstleistungen für Kleinkunden sind z.B. eine Bündelung der Nachfrage mehrerer Handwerksunternehmen durch einen Stromhändler oder Vertragsvermittler, der als Intermediar zwischen dem Stromerzeuger und den jeweiligen Nachfragern agiert. Auf diese Weise ist es auch kleinen Unternehmen oder privaten Haushalten möglich, günstige Großkundertarife wahrzunehmen (GABELMANN 1999).

Weitere neu entstehende Sparten stellen die Erzeugung und der Handel mit Ökostrom dar. Diese Angebote richten sich speziell an Nachfrager mit hohem Umweltbewusstsein, die bereit sind, teilweise beachtlich höhere Preise für den Strombezug zu zahlen (z.B. DREHER et al. 2000). Allerdings bleibt hierzu anzumerken, dass das Etikett Ökostrom zwar auf die Verwendung regenerativer Energiequellen schließen lässt, häufig handelt es sich dabei auch um Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen. Diese Kraftwerke emittieren zwar weniger Schadstoffe als konventionelle Kraftwerke, nichts desto trotz basiert auch ihr Brennstoffeinsatz meistens auf Kohle, Öl oder Gas, also nicht auf erneuerbaren Energieträgern sondern auf endlichen Ressourcen, so dass bei genauer Betrachtung teilweise von Etikettenschwindel gesprochen werden kann.

Wie bereits angesprochen, bietet die Öffnung des Markts Chancen für ausländische Unternehmen, einerseits durch die Kooperation mit deutschen Versorgern oder durch Übernahmen derselben, andererseits durch Gründung eigener Tochterunternehmen oder Niederlassungen. Besonders vorteilhaft für ausländische Marktteilnehmer ist, dass sie entweder über jahrelange Erfahrungen mit der wettbewerblichen Situation verfügen oder, wie im Falle der Electricité de France (EdF), eine heimische Monopolstellung mit

Außenhandelsabschirmung genießen (siehe Abschnitt 5) und sich so geschützt vor eigenem Kundenverlust gezielt an ausländischen Märkten beteiligen können. Durch die Übernahme der Aktien des Landes Baden-Württemberg an der Energie Baden-Württemberg (EnBW), womit die EDF nun über 25 Prozent an der EnBW hält, wurde ein strategisch günstiger Einstieg in den deutschen Markt vollzogen.

Abschließend lässt sich noch festhalten, dass die aktuelle Situation zwar ein erhöhtes Augenmerk der Wettbewerbspolitik erfordert, allerdings relativiert sich die gegebene Konzentrationsbewegung im Bereich der bisherigen Elektrizitätsversorgungsunternehmen, da erstens zahlreiche in- und ausländische Akteure neu auf den Markt drängen und zweitens nicht mehr der deutsche Markt als relevante Beobachtungsgröße gelten sollte, sondern der europäische Strommarkt (KLINGER 2000). Mit Blick auf andere europäische Versorger erscheinen die deutschen Fusionen wettbewerblich somit kaum bedenklich. RWE (inklusive VEW) erreichte 1999 einen Stromabsatz ca. 209.000 Gigawattstunden (GWh), E.on ca. 196.000 GWh und EnBW unter 50.000 GWh. Der italienische Versorger ENEL setzte im gleichen Jahr über 230.000 GWh ab, die französische EDF mit über 460.000 GWh sogar mehr als die drei angeführten deutschen Unternehmen zusammen (Angaben der VDEW, Stand November 2000).

4 Auswirkungen der Liberalisierung auf die Wettbewerbsfähigkeit kommunaler Energieversorger

Den zahlenmäßig größten Teil der deutschen Elektrizitätsversorger stellen kleinere Stadtwerke und andere kommunale Betriebe, z.B. Überlandwerke, die mehrere kleine Gemeinden versorgen, dar. Für diese Unternehmen sind die Auswirkungen der Liberalisierung jedoch kaum einheitlich zu beschreiben, vielmehr sind die Ausgangszustände äußerst unterschiedlich. So ergeben sich durch den Wettbewerb nicht nur Nachteile bis hin zur Existenzgefährdung („Stadtwerkesterben“), bei geschickter Positionierung am Markt und Ausnutzung neuer Freiheiten ist eine Verbesserung der wirtschaftlichen Situation durchaus denkbar. Die im folgenden angeführten Faktoren geben dabei nur einzelne Aspekte wieder, Anspruch auf Vollständigkeit kann in diesem Rahmen nicht erhoben werden.

Wie in Abschnitt 3 angesprochen, ist die Ausstattung der Unternehmen mit Arbeit und Kapital von entscheidender Bedeutung. Die für die gesamte Branche beobachtete Überausstattung mit dem Faktor Arbeit dürfte bei den meisten Stadtwerken überdurchschnittlich ausgeprägt sein. Erschwerend kommt hinzu, dass viele solcher Unternehmen als kommunale Eigenbetriebe geführt werden bzw. wurden, was in manchen Fällen zu nicht effizienzsteigernden Verflechtungen mit der politischen Führung der entsprechenden Gemeinde geführt hat (z.B. „Behördendenken“ oder „Postenvergabe nach Parteibuch“).

Ähnliche Probleme wie bei der Mitarbeiterausstattung können sich für zahlreiche Stadtwerke ergeben, die nicht nur Netzbetreiber sind, sondern auch Stromerzeugung in eigenen Kraftwerken betreiben. Viele kommunale Unternehmen besitzen einen Kraftwerkspark mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK). Diese Technologie führt im Gegensatz zur getrennten Strom- und Wärmeerzeugung zu einer Steigerung der Energienutzungsgrade und einer Verminderung der Emissionen. Aufgrund der mangelnden weiträumigen Transportierbarkeit von Wärme müssen sich die Nachfrager in unmittelbarer Nähe befinden, auch muss ein gewisses Nachfrageniveau über das Jahr konstant gehalten werden, um kostendeckend arbeiten zu können. Deshalb sind solche zumeist kleineren Kraftwerke häufig in Städten angesiedelt, die eine entsprechende Zahl Großkonsumenten auf geringen Raum aufweisen, z.B. Gewerbegebiete, Krankenhäuser, Messegelände oder Schwimmbäder. Nachteilig ist jedoch, dass diese Kraftwerke in der Regel wesentlich kostenintensiver sind als Großkraftwerke, die reine Stromerzeuger sind (PILLER/RUDOLF 1991; IZE 1998). Solche Kraftwerksbetreiber können sich schwer gegen Anbieter mit Größenvorteilen und nichtgegebener wärmebedingter Ortsgebundenheit behaupten. Zu Monopolzeiten waren Kostenaspekte nicht unbedingt ausschlaggebend für Investitionsentscheidungen, außerdem wurde bei der Kalkulation eine mehr oder weniger konstante Konsumentenanzahl unterstellt, die nun nicht mehr gegeben ist. Da Kraftwerke häufig eine Lebensdauer von 30 bis 40 Jahre haben, wurden zwangsläufig Entscheidungen getroffen, die heute so nicht mehr verwirklicht würden. In zahlreichen Fällen war der Bau eines eigenen Kraftwerks auch strategisch motiviert, um günstigere Bezugspreise mit den jeweiligen Stromlieferanten aushandeln zu können. Da auch Stadtwerke nun frei ihren Lieferanten wählen können, entfällt somit auch diese Drohfunktion.

Abschließend ist noch zu erwähnen, dass nicht selten auch gewisse Prestigegründe kommunaler Politiker eine wichtige Rolle bei Investitionsentscheidungen gespielt haben, so

dass in einigen Städten unverhältnismäßig große, teilweise mit sehr aufwendigem Design ausgestattete und somit teure Kraftwerke errichtet wurden, die bei nicht mehr möglicher Kostenüberwälzung kaum kostendeckend geschweige gewinnbringend arbeiten können.

Stadtwerke, die diese Nachteile nicht oder nur in geringem Ausmaß aufweisen, haben durchaus Chancen, sich nicht nur zu behaupten, sondern auch ihre Marktposition zu verbessern. Auf der Beschaffungsseite besteht durch die freie Wahl des oder der Lieferanten die Möglichkeit, kurzfristig günstige Verträge abzuschließen und sich außerdem an der Strombörse zu beteiligen. Die Erweiterung des Aufgabenbereichs von einem reinen Weiterverteiler zu einem Stromhandelsunternehmen ist häufig naheliegend und verspricht Aussicht auf gewinnbringende Umsätze. Dabei können Stadtwerke besonders von ihrer Nähe zum Kunden profitieren. Nachfrager sind unter Umständen bereit, höhere Strompreise zu bezahlen, wenn sie dafür Dienstleistungen wie technische Bereitschaft oder Beratung vor Ort geboten bekommen. Solche Leistungen können die meisten Großanbieter, insbesondere ausländische Marktteilnehmer, zumindest derzeit noch nicht im vollen Umfang bieten. Ebenfalls attraktiv erscheint vielen Nachfragern die Möglichkeit, sämtliche Energiedienstleistungen, die neben der Stromlieferung auch noch andere Leistungen beinhalten, z.B. die Versorgung mit Gas, Wärme oder Trinkwasser, von einem zuverlässigen Unternehmen zu erhalten. Dies ist ein Leistungsspektrum, das die meisten Stadtwerke anbieten können, nicht jedoch die auf Strom spezialisierten Großherzeuger oder Stromhändler (WEIGT 1999; VKU 1999a; VKU 1999b).

Eine weitere Hoffnung vieler Stadtwerke beruht auf politischen Maßnahmen. Auf kommunaler Ebene dürfte eine nicht unerheblich Zahl von Gemeinden und Städten ein hohes Interesse daran haben, die wirtschaftliche Eigenständigkeit des lokalen Versorgers zu erhalten. Aber auch auf nationaler Ebene hat der Gesetzgeber, unter anderem wegen Arbeitsmarkt- und Klimaschutzaspekten, mit dem KWK-Gesetz bereits ein Werk erlassen, dass die Situation der Stadtwerke verbessern soll (SEELIGER 2001). Darüber hinaus sind derzeit weitere Maßnahmen zur Förderung der KWK sowohl von deutscher Seite als auch von europäischer Seite in Planung.

Darüber hinaus könnte sich eine steigende Nachfrage (und vor allem eine entsprechend zunehmende Zahlungsbereitschaft) nach Ökostrom positiv für die Betreiber von KWK-Anlagen auswirken.

Abschließend lässt sich festhalten, dass das befürchtete „Stadtwerkesterben“ wohl ausbleiben wird, auch ohne weiteren Schutz durch die Politik. Gut organisierte und finanziell solide wirtschaftende kommunale Unternehmen werden auch weiterhin neben Großanbietern bestehen können, sei es völlig selbständig, in Kooperation mit anderen kleineren Anbietern oder in Zusammenarbeit mit Großunternehmen. Dies schließt jedoch nicht aus, dass einige Betriebe, die in der Vergangenheit gravierende Fehlentscheidungen getroffen haben und sich teilweise auch heute noch Fehlbesetzungen in oberen Führungsebenen erlauben, wohl in der Tat nicht überlebensfähig sein werden. Solange es sich aber um hausgemachte, also selbstverschuldete Krisen handelt, besteht kein Bedarf, solche Probleme zu sozialisieren, vielmehr sind es durchaus normale Erscheinungen eines funktionierenden Wettbewerbs, dass schlecht geführte Unternehmen Marktanteile oder gar ihre Eigenständigkeit verlieren.

5 Umsetzung der Richtlinie in anderen EU-Staaten

Von einem einheitlichen Markt für Strom wie von der EU geplant kann derzeit noch nicht gesprochen werden, was angesichts der Umsetzungsfreiräume nicht verwundern kann. Immerhin finden aber ungefähr 10 Prozent des erzeugten Stroms in Europa derzeit grenzüberschreitend Verwendung (BAUMANN 1999). Zum vorgesehenen Zeitpunkt Februar 1999 hatten 10 Mitgliedsstaaten ihre Energiewirtschaftsgesetze novelliert, allerdings in recht unterschiedlichen Ausmaßen. Während z.B. Deutschland, Schweden und Großbritannien einen zu 100 Prozent geöffneten Markt geschaffen haben, erfüllten z.B. Portugal (26 Prozent) und Italien (30 Prozent) gerade noch die Mindestforderungen der Richtlinie. In diesen Ländern können demnach nur Großkunden ihren Versorger frei wählen, für Kleinverbraucher besteht diese Option derzeit noch nicht. Drei Staaten (Irland, Griechenland und Belgien) wurde eine Verlängerungsfrist gewährt, so dass zum Stichtag zwei Länder ihren Verpflichtungen nicht nachgekommen sind. Was im Falle Luxemburg nicht wirklich von Bedeutung ist, fällt bei Frankreich um so mehr ins Gewicht. Dieses Land liegt strategisch günstig im Zentrum der EU und die Stromversorgung wird nahezu ausschließlich von dem bereits erwähnten Staatsmonopolisten EdF durchgeführt. Dieses Unternehmen ist andererseits bereits auf mehreren europäischen Märkten engagiert und profitiert dabei besonders von seinen Größenvorteilen, denn die Stromerzeugung der EdF erfolgt zu ca. 76 Prozent in Großkraftwerken (SELS 1997). Weil eine für Ende 1999 geplante Gesetzesvorlage im Vermittlungsausschuss beider französischer Parlamentskammern scheiterte, bestand ein mit

dem Europarecht nicht vereinbarer Zustand, der bereits von der Kommission der EU förmlich angemahnt wurde. Da einerseits verschiedene Mitgliedsländer von ihrem in der Richtlinie vorgesehenen Recht Gebrauch machen wollten, Anbietern aus nicht liberalisierten Staaten den Marktzutritt zu verweigern (sog. Reziprozitätsklausel), andererseits Klagen französischer Kunden befürchtet wurden, öffnete die EdF auch ohne gesetzliche Verpflichtung ihr Netz, so dass zumindest Großverbraucher frei ihnen Stromversorger wählen konnten. Im Februar 2000 schließlich, also mit einem Jahr Verzögerung und damit verbundenen Wettbewerbsvorteilen für die EdF, wurde die französische Energierechtsnovelle endlich verabschiedet, wenn auch wie erwartet die Marktöffnung nur knapp den Minimalanforderungen entspricht. Somit entging Frankreich gerade noch einer Klage der EU-Kommission vor dem Europäischen Gerichtshof.

Während Frankreich als letzte große Volkswirtschaft, wenn auch zögerlich, begonnen hat, seinen Markt zu liberalisieren, nimmt Großbritannien eine Vorreiterrolle ein. Bereits 1990 wurde der Monopolversorger CEGB in mehrere Stromerzeugungs- und Stromverteilungsunternehmen aufgeteilt und ein zentralisiertes Pool-System installiert. Im Gegensatz zu den oben angesprochenen Strombörsen handelt es sich bei der britischen Variante um ein System mit obligatorischer Teilnahme aller Erzeuger, während diese bspw. in Deutschland, Skandinavien oder den Niederlanden freiwillig erfolgt. Die beschriebenen Regelungen beziehen sich jedoch nur auf England und Wales, für Schottland und Nordirland wurden jeweils eigenständige Systeme eingeführt.

Die einzelnen Stromerzeuger speisen in Wettbewerb zueinander Strom in ein gemeinsames Netz (UK Power Pool) ein, während Verteilerunternehmen um die Entnahme des Stroms konkurrieren. Die Netzgesellschaft ist dabei weder wirtschaftlich noch rechtlich mit den beteiligten Unternehmen verbunden und stellt das letzte monopolistische Element dieses Systems dar. Aufgabe der Netzgesellschaft ist es, über den Abgleich von Angebot und Nachfrage einen Marktpreis zu errechnen, der im Halbstundentakt täglich für den jeweils folgenden Tag ermittelt wird. Ab 1990 konnten alle Kunden mit einem Verbrauch ab 1 MW, ab 1994 bereits ab 100 kW, frei ihren Stromverteiler wählen, wovon immerhin etwa 43% der betroffenen Nachfrager Gebrauch machten. Auch nahm die Zahl der in- und ausländischen Stromerzeuger, die in den Pool einspeisen stetig zu, wobei zuvor eine staatliche Regulierungsbehörde entsprechende Lizenzen vergeben muss. 1998 schließlich wurde der Markt für alle Kunden unabhängig ihrer Größe freigegeben, eine weitergehende Novellierung des Energierechts musste nicht mehr erfolgen, da das britische Modell bereits voll

richtlinienkompatibel war (VDEW 1999). Für neuere Entwicklungen im englischen Strommarkt siehe BAUKNECHT 2000.

Lange Zeit befürwortete unter anderem der Sachverständigenrat die britische Variante als Reformmodell für Deutschland (SACHVERSTÄNDIGENRAT 1994), eine Umsetzung scheiterte aber vor allem an der im Vergleich zu Großbritannien merklich unterschiedlichen Marktstruktur und den teilweisen privaten bzw. gemischtwirtschaftlichen Besitzrechten am Stromnetz.

6 Ausblick: Ein einheitlicher europäischer Binnenmarkt?

Abschließend bleibt die Frage, in wie weit die Binnenmarktrichtlinie tatsächlich das Fundament für einen einheitlichen Markt für Elektrizität gelegt hat oder ob ein einheitlicher Binnenmarkt weiterhin lediglich Wunschdenken darstellt. In der Tat lässt sich derzeit kaum von einem europäischen Elektrizitätsmarkt sprechen, nicht nur in Hinblick auf den relativ geringen, wenn auch stetig gewachsenen grenzüberschreitenden Handel (BAUMANN 1999). Zwar ist dieser durchaus ausbaufähig, allerdings stehen dem gravierende strukturelle, technische und politische Umstände entgegen. Neben den bereits beschriebenen Marktstrukturdifferenzen und unterschiedlichen Marktöffnungsgraden bestehen eine Reihe nationaler Sonderprobleme, wie der Schutz von Stadtwerken, ein Umstand, der in Frankreich sicher nicht zu beobachten ist, wohl aber in der Bundesrepublik. Dazu kommen grundverschiedene Einstellungen der einzelnen Staaten zum Energiemix der Zukunft, also welche Rolle bspw. die Kernenergie erfüllen soll oder welche Fördermaßnahmen für welche regenerative Energiequellen oder die Kraft-Wärme-Kopplung erfolgen soll. Auch hier ist die Differenz vor allem zwischen den Nachbarstaaten Deutschland und Frankreich beträchtlich. Eine unterschiedliche steuerliche Behandlung der einzelnen Energieformen (Stichwort Ökosteuer) ist darüber hinaus als zusätzliches Problem zu beachten.

Trotz dieser eher skeptisch stimmenden Umstände, sind aber auch Ausprägungen vorhanden, die hoffen lassen, dass zumindest mittel- bis langfristig eine europaweite Öffnung des Strommarkts realisierbar ist. So besteht offensichtlich die Bereitschaft seitens der Kommission juristische Schritte gegen Unternehmen und Staaten einzuleiten, die sich nicht vertrags- bzw. richtlinienkonform verhalten, so dass der Druck mit zunehmenden Liberalisierungsprozessen in anderen Staaten auf Frankreich zunehmen dürfte. Auch die zunehmende Diskussion um eine europäische Regulierungsbehörde speziell für die

Energiemärkte (neben dem Strommarkt auch noch der für Erdgas) dürfte als ein Schritt in diese Richtung gewertet werden. Es bleibt aber auch anzumerken, dass die Wege der Kommission durch Einfluss der Nationalstaaten teilweise begrenzt sind, wie die durch den französischen Widerstand gescheiterte beabsichtigte vorzeitige Erhöhung der Marktöffnungsgrade.

Weitere Indizien für ein Zusammenwachsen der europäischen Stromversorgung sind die bereits heute zahlreichen ausländischen Beteiligungen auf Unternehmensebene und der freie Zugang zu den meisten Strombörsen. Dazu kommt, dass Großunternehmen und damit Großkunden nicht mehr nationalstaatlich orientiert sind, vielmehr dürfte ihre Ausrichtung global, zumindest aber europäisch sein. Im Sinne der Richtlinie vorbildlich ist das Zusammenwachsen der Strommärkte der über den Nordpool verbundenen skandinavischen Staaten Dänemark, Finnland, Schweden und dem Nicht-EU-Mitglied Norwegen.

Literatur

- **Bauknecht, Dierk**: Ein neuer Strommarkt in England/Wales, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 8, 2000, S. 597-599
- **Burger, Klaus-Michael und Klaus Grellmann**: Risikomanagement im liberalisierten Energiemarkt, in: Bernd Seitz und Frank Braun (Hrsg.): Das Kontroll- und Transparenzgesetz, Wiesbaden 1999
- **Deregulierungskommission**: Marktöffnung und Wettbewerb, Stuttgart 1991
- **Dreher, Martin et al.**: Entwicklungstendenzen bei Grünen Angeboten in Deutschland, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, Heft 4, 2000, S. 191-199
- **Engels, Wolfram et al.**: Mehr Markt in der Energiewirtschaft, Frankfurt am Main 1988
- **Gabelmann, Thomas**: Die Entwicklung des Handelmarktes für Strom, in: Elektrizitätswirtschaft, Nr. 26, 1999, S. 7-12
- **Gesetz zum Schutz der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung (KWKG-Gesetz)**, in: Bundesgesetzblatt Teil I, Nr. 22, 2000, S. 703-704
- **Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts**, in: Bundesgesetzblatt Teil I, Nr. 23, 1998, S. 730-738
- **[IZE] – Informationszentrale der Elektrizitätswirtschaft**: Vom Wirkungsgrad zur Energievernunft, Frankfurt am Main 1998
- **Klinger, Heinz**: Rede auf dem VSE-Symposium „Strommarktöffnung zwischen Chaos und Kundennutzen“, Bern 2000
- **Klopfer, Thomas und Walter Schulz**: Märkte für Strom – Internationale Erfahrungen und Übertragbarkeit auf Deutschland, München 1993
- **[Kommission] der Europäischen Gemeinschaften**: Energie in Europa, Brüssel 1988
- **Monopolkommission**: Mehr Wettbewerb auf allen Märkten, Baden-Baden 1994
- **Piller, Wulf und Manfred Rudolf**: Kraft-Wärme-Kopplung, Frankfurt am Main 1991
- **Richtlinie 96/92/EG für den Elektrizitätsbinnenmarkt**, Brüssel 1996
- **[Sachverständigenrat] zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung**: Zeit zum Handeln – Antriebskräfte stärken, Jahresgutachten 1993/1994, Stuttgart 1994
- **Schiffer, Hans-Wilhelm**: Energiemarkt Deutschland, Köln 1997
- **Seeliger, Andreas**: Investitionen in der deutschen Elektrizitätswirtschaft nach der Liberalisierung, in: Elektrizitätswirtschaft, Heft 26, 1999, S. 40-44
- **Seeliger, Andreas**: Ist die Verbändevereinbarung zur Stromnetznutzung gescheitert?, in: Wirtschaftsdienst, Nr. 11, 2000, S. 661-665

- **Seeliger, Andreas:** Das KWK-Gesetz – Einige kritische Anmerkungen aus ökonomischer Sicht, März 2001 (Eingereicht bei: Zeitschrift für öffentliche und gemeinwirtschaftliche Unternehmen, zur Zeit im Referee-Prozess)
- **Sels, Joeri:** Novellierung des energiewirtschaftlichen Ordnungsrahmens in Deutschland, Frankfurt am Main 1997
- **Sturm, Roland und Stephen Wilks (Hrsg.):** Wettbewerbspolitik und Ordnung der Elektrizitätswirtschaft in Deutschland und Großbritannien, Baden-Baden 1996
- **Theobald, Christian und Ines Zenke:** Der Zugang zu Strom- und Gasnetzen – Eine Rechtsprechungsübersicht, in: Wirtschaft und Wettbewerb, Heft 1, 2001, S. 19-36
- **[VDEW] - Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke:** Grundlegende Aspekte und internationale Erfahrungen bei der Entwicklung von Stromhandelsformen in liberalisierten Märkten, VDEW-Materialien Nr. 3, Frankfurt am Main 1999
- **[VDEW]:** Strommarkt Deutschland 1999, Frankfurt am Main 2000
- **[VKU] – Verband Kommunalen Unternehmen:** Es gibt kein Stadtwerke-Sterben, Pressemitteilung 16, 1999a
- **[VKU]:** Strategische Bedeutung des Stromhandels für Stadtwerke, Köln 1999b
- **[VV I] – Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Durchleitungsentgelten,** Frankfurt am Main 1998
- **[VV II] – Verbändevereinbarung über Kriterien von Netznutzungsentgelten für elektrische Energie,** Frankfurt am Main 1999
- **Weigt, Norbert:** Die Stellung der kommunalen Unternehmen im neuen Energiewirtschaftsrecht, Köln 1999

Internet-Ressourcen

- Amsterdam Power Exchange: www.apx.de
- Bundeswirtschaftsministerium : www.bmwi.de
- Electricité de France: www.edf.fr
- Electricity Pool England/Wales : www.elecpool.com
- Energie Baden-Württemberg : www.enbw.de
- E.on: www.eon.de
- Europäische Union – Generaldirektion Wettbewerb: europa.eu.int/competition
- European Energy Exchange Frankfurt: www.eex.de
- IWR – Tarifvergleiche: www.stromtarife.de
- Leipzig Power Exchange: www.lpx.de
- RWE Energie: www.rwe.com
- Union of the Electricity Industry - Eurelectric: www.unipede-eurelectric.de
- Vattenfall: www.vattenfall.com
- Verband Kommunaler Unternehmen: www.vku.de
- Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke: www.strom.de
- Verivox – Tarifvergleiche: www.verivox.de