Zeitschrift: Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins, des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen = Bulletin de l'Association suisse des électriciens, de l'Association des entreprises électriques suisses

Herausgeber: Schweizerischer Elektrotechnischer Verein ; Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen

Band: 87 (1996)

Heft: 22

Artikel: Liberalisierung des Elektrizitätsmarkes : Beispiele England und Norwegen

Autor: Schmidiger, Roland P. / Paulsen, Thomas

DOI: https://doi.org/10.5169/seals-902383

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften auf E-Periodica. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen sowie auf Social Media-Kanälen oder Webseiten ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Mehr erfahren

Conditions d'utilisation

L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. La reproduction d'images dans des publications imprimées ou en ligne ainsi que sur des canaux de médias sociaux ou des sites web n'est autorisée qu'avec l'accord préalable des détenteurs des droits. En savoir plus

Terms of use

The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. Publishing images in print and online publications, as well as on social media channels or websites, is only permitted with the prior consent of the rights holders. Find out more

Download PDF: 10.12.2025

ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, https://www.e-periodica.ch

Die Deregulierungs- und Liberalisierungsdiskussion macht nicht Halt vor der Elektrizitätsbranche. Die speziellen Eigenschaften des elektrischen Stroms lassen es jedoch nicht zu, Elektrizität generell wie jedes andere Gut zu behandeln. Der Elektrizitätsbereich benötigt heute wie auch morgen eine klare Regulierung, die die Spielregeln definiert. Die durch die Elektrizitätswirtschaft im öffentlichen Interesse wahrgenommenen Aufgaben (Stichwort service public) werden jedoch oft zum Anlass genommen, sich grundsätzlich gegen mehr Wettbewerb zu wehren. Dass Wettbewerb im Bereich der Stromversorgung möglich ist, zeigen Beispiele auf der ganzen Welt. Fairerweise muss man zugeben, dass die Voraussetzungen in den neu strukturierten Märkten Europas (z. B. England und Norwegen) erleichternd waren. Es handelte sich um relativ abgeschlossene Märkte, in welchen für alle Marktteilnehmer die gleichen Rahmenbedingungen galten (rechtlich, betreffend Umweltauflagen usw.).

Liberalisierung des Elektrizitätsmarktes

Beispiele England und Norwegen

Adresse der Autoren
Roland P. Schmidiger
Elektrizitäts-Gesellschaft Laufenburg AG
5080 Laufenburg
Dr. *Thomas Paulsen*

■ Roland P. Schmidiger, Thomas Paulsen

Gründe für eine Änderung der Rahmenbedingungen in der Elektrizitätsbranche

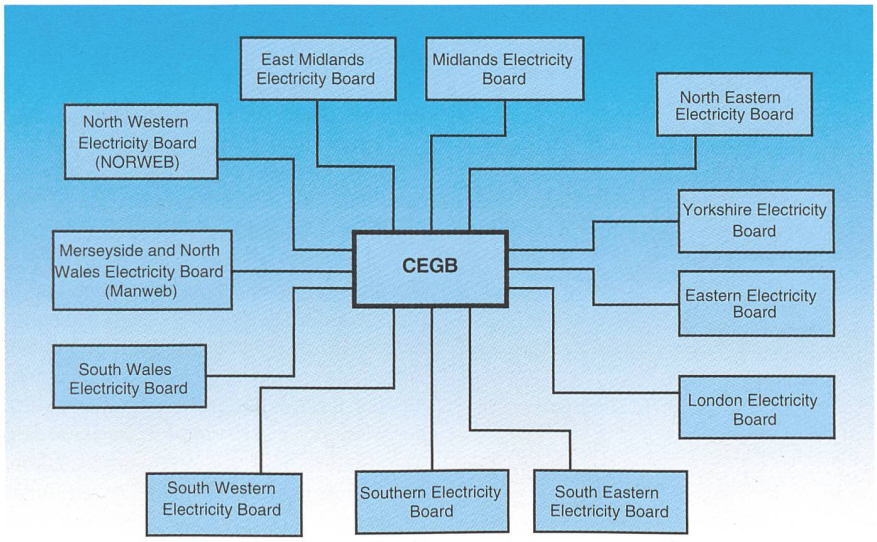
Mit der Deregulierung und Liberalisierung im Elektrizitätsbereich werden im allgemeinen folgende Ziele verfolgt:

- Effizientere Nutzung der Ressourcen der Elektrizitätsbranche (Investitionsentscheide).
- Kostensenkung und -wahrheit (die Preise sollten die Kosten widerspiegeln und Quersubventionen abgebaut werden).
- Zuverlässige und den Bedürfnissen angepasste Versorgung mit Elektrizität.

Die Strategien, die zu mehr Wettbewerb führen sollen, umfassen im wesentlichen folgende Punkte:

- Trennen der Bereiche mit natürlichem Monopol[1] (Übertragung und Verteilung) von denjenigen mit möglichem Wettbewerb (Produktion und Verkauf).
- Unterstellen der Monopolbereiche (Verteilnetz, regionales und lokales Versorgungsnetz) einer staatlichen Aufsicht. Dies ermöglicht den Marktteilnehmern unter anderem einen gleichberechtigten Marktzugang.
- Förderung des Wettbewerbs in allen Nicht-Monopolbereichen.

Bild 1 Historische Struktur der britischen Elektrizitätsversorgung.



Beispiel England

England wird oft als Beispiel angeführt, wenn es um Liberalisierungsdiskussionen geht. Die Neuordnung in der Elektrizitätswirtschaft dieses Landes geht auf das Jahr

Vergleich	England (UK)	Schweiz
Einwohner (in Mio.)	57,8	6,9
Anzahl Stromversorger	12	168 [2]
Produktion brutto (TWh)	323,0	61,1
Industrielle Eigenproduktion (TWh)	12,5	1,6
Import (TWh)	16,7	19,5
Export (TWh)	0,0	26,7
Verbrauch (TWh)	285,7	47,2
Produktionsmix (Kapazität, Produktionsanteil)		
– Wasserkraft	4,1 GW (2%)	11,8 GW (60%)
– Kernkraft	11,3 GW (27%)	3,0 GW (38%)
– konventionell-thermisch	48,9 GW (71%)	0,8 GW (2%)

Tabelle I Vergleich einiger Kennzahlen Schweiz – United Kingdom (IEA 1994).

1990 zurück. Im Folgenden werden die wichtigsten Elemente des englischen Modells beleuchtet (Tabelle I).

Historische Struktur

Bis zum 31. März 1990 bestand die nationalisierte Elektrizitätswirtschaft in England und Wales aus dem Central Electricity Generation Board (CEGB), dem Electricity Council und zwölf Area Boards (Bild 1). 1947 wurden 560 Elektrizitätsversorger (davon waren 1/3 in privater Hand) nationalisiert und zentralisiert. 1957 übernahm CEGB in England und Wales die Verantwortung für die Produktion und den Betrieb des nationalen Hochspannungsnetzes. Die zwölf Area Boards waren für die Verteilung der Elektrizität verantwortlich. Der Electricity Council koordinierte diese Struktur und bestand aus Vertretern der Area Boards und des CEGB. Die schottische und irische Elektrizitätsversorgung waren vertikal integriert und sind nicht Gegenstand der weiteren Betrachtungen.

Neue Struktur (Bilder 2 und 3)

Ab dem Jahr 1980, ein Jahr nachdem die konservative Partei die Regierung übernahm, sah sich die Elektrizitätswirtschaft – wegen der Rezession – grossen Überkapazitäten ausgesetzt. Unter diesen Umständen hoffte die Regierung, dass die Einführung von mehr Markt und Wettbewerb die Kosten reduzieren würde.

Die ersten Versuche im Jahr 1983, Wettbewerb im Elektrizitätssektor einzuführen, scheiterten, weil die CEGB zu mächtig war und neue Player am Markteintritt durch eine prohibitive Tarifpolitik hinderte.

Der nächste Versuch im Jahr 1988 sah sehr viel radikalere Ansätze vor und wurde in einem «White Paper» publiziert. Die Regierung Thatcher hatte beschlossen,

- die Elektrizitätswirtschaft weitgehend zu privatisieren
- die Aktivitäten der Erzeugung, der Netze (d. h. Verbundübertragung und regionale Versorgungsnetze) sowie des Stromendverkaufs/Retailings voneinander zu trennen («unbundling»)
- neuen Produzenten den Zugang zum Netz zu öffnen
- den direkten Energieverkauf von Erzeuger an Verbraucher zu erlauben

und somit

- den Wettbewerb auf der Ebene der Erzeugung und des Endverkaufs (Retailing) einzuführen.

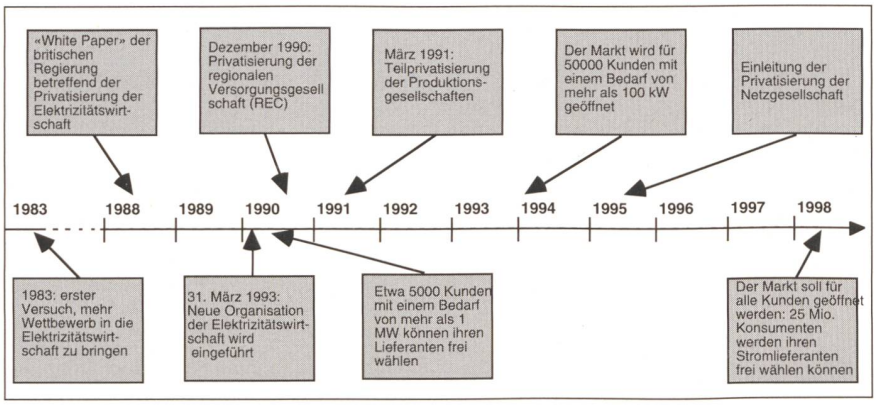


Bild 2 «Fahrplan» der Restrukturierung der englischen Elektrizitätsbranche.

Mit dieser Liberalisierung konnte die Regierung Thatcher, die die ewigen Streiks satt hatte, unter anderem auch die Gewerkschaften der Kohleindustrie ausschalten.

Um die Idee des Wettbewerbs beim Endverkauf richtig zu verstehen, muss bei der Versorgung allgemein zwischen der Übertragung über ein Versorgungsnetz und dem Endverkauf/Retailing unterschieden werden.

Während die Übertragung immer über das gleiche Versorgungsnetz stattfindet, besteht der Endverkauf darin, dem Kunden einen für ihn interessanten Vertrag in bezug auf Qualität und Preis anzubieten.

Die Aktiven und Passiven der CEGB wurden neuen Folgegesellschaften übertragen: Das nationale Verbundnetz sowie die zwölf regionalen Versorgungsnetze gingen jeweils an eine einzige Gesellschaft. Mit dem Verbundnetz übernahm die neue Netzgesellschaft (National Grid Company NGC) die Verbindungen nach Frankreich (2000 MW) und Schottland (1000 MW) sowie die Pumpspeicherwerke. Sie ist eine Tochtergesellschaft der National Grid Holding plc, welche ihrerseits im Eigentum der zwölf regionalen Versorgungsgesellschaften (Regional Electricity Companies REC) ist, welche 1990 privatisiert wurden.

Die Produktion wurde auf drei verschiedene Gesellschaften aufgeteilt: Die fossil befeuerten Kraftwerke wurden von der National Power (etwa 30 000 MW) und der PowerGen (etwa 19 000 MW) übernommen, die nuklearen Kraftwerke von der Nuclear Electric (etwa 8000 MW).

Die NGC verfügt für ihre Aufgaben (Konsumanpassung, Reservehaltung und andere Netzdienstleistungen) über einen Kraftwerkspark von etwa 2000 MW.

Bild 3 zeigt die Struktur der britischen Elektrizitätsversorgung nach der Liberalisierung. Die Änderungen in den Spielregeln wurden nicht von heute auf morgen eingeführt. Über eine längere Zeitperiode wird der Markt schrittweise für die Konsumenten geöffnet. In der ersten Phase konnten Verbraucher mit einer Leistung von mehr als einem MW von den Änderungen profitieren; momentan liegt die Grenze bei 100 kW. Ab dem Jahr 1998 ist geplant, den Markt für alle Konsumenten (inkl. Kleinverbraucher) zu öffnen.

Aus Effizienzüberlegungen erschien das Netzmanagement, das heisst die Planung, die Netzführung und die Energieabrechnung als Monopolaufgabe. Diese Monopole dürfen aber nicht mehr dazu missbraucht werden, um Konkurrenten fernzuhalten. Jedes Monopol muss seine Infrastruktur den Marktteilnehmern zur Verfügung stellen. Die Benutzung der einzelnen Netze erfolgt nach klar definierten Tarifen, die die regionalen Versorger sich auch selber verrech-

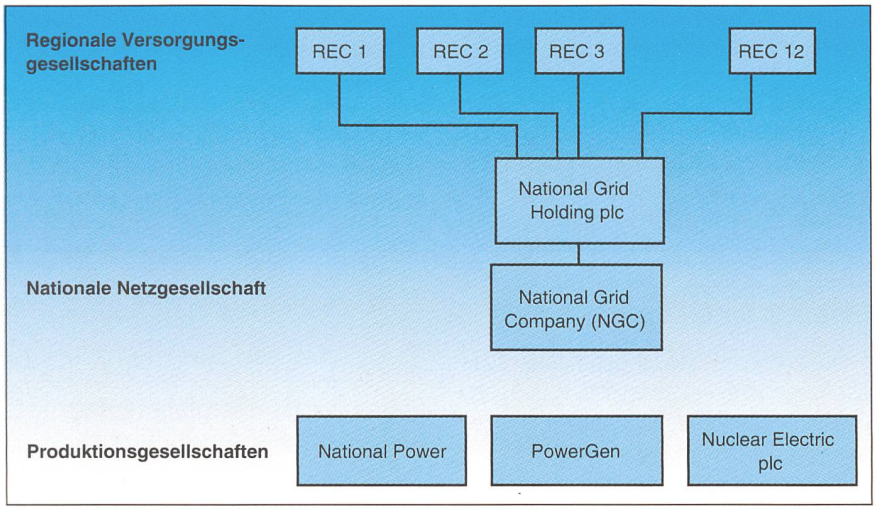


Bild 3 Neue Struktur der britischen Elektrizitätsversorgung.

nen müssen. Die Tarife werden von der Aufsichtsbehörde so festgelegt, dass sie den Netzbesitzern einen angemessenen Ertrag auf das investierte Kapital erlauben.

Die NGC besitzt die einzige Lizenz für die Übertragung elektrischer Energie in England und Wales sowie Anteile an den Übertragungsleitungen nach Schottland und Frankreich. Sie spielt die zentrale Rolle zur Aufrechterhaltung der Betriebssicherheit des Elektrizitätsversorgungssystems durch zentrale Planung und Einsatz der Produktionseinheiten sowie durch Sicherstellen der technischen Netzanforderungen. Sie ist weiter verantwortlich für eine effiziente und wettbewerbsfördernde Elektrizitätsübertragung. Für ihre Dienstleistungen erhält sie eine Entschädigung, die durch einen Aufschlag auf den Spotmarktpreis finanziert wird.

Funktion der neuen Struktur[3]

Produktion, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie sind bewilligungspflichtig. Alle regionalen Versorgungsgesellschaften haben staatliche Lizenzen zur öffentlichen Elektrizitätsversorgung, die sie ermächtigen und verpflichten, in ihrem Versorgungsgebiet Strom abzugeben. Die Versorgungsgesellschaften haben auch das Recht, Strom an Dritte ausserhalb des eigenen Versorgungsgebietes zu liefern (Second Tier Supply).

Die neue Struktur sieht bei der Stromerzeugung Wettbewerb vor. Anlagen von mehr als 10 MW brauchen aber eine Bewilligung. Die Produktionsseite wird für Dritte geöffnet, wobei die Standortwahl frei und der Anschluss an das Netz klar definiert sind. So können unter anderen auch unabhängige Stromproduzenten, sogenannte IPP[4], auf dem Markt auftreten. Die REC selber können nur in beschränktem Mass in der Stromerzeugung tätig sein.

Die aus der CEGB hervorgegangenen Kraftwerksgesellschaften sind heute den übrigen Produzenten gleichgestellt[5]. Sie haben keine Verpflichtung, in neue Kraftwerkskapazitäten zu investieren und die vorhandenen Anlagen einsatzbereit zu halten[6].

Die mit einem Monopol behafteten Bereiche der Elektrizitätsbranche der Übertragung, Verteilung und Versorgung sind nach wie vor einer Preisaufsicht unterworfen. Der Unterschied zu früher besteht aber darin, dass für die in diesen Bereichen erbrachten Dienstleistungen heute ein maximaler Preis verrechnet werden kann (Price Cap), während früher die Regulierung mit einem «Kosten-plus»-Ansatz (cost plus) funktionierte. Die Dienstleistungserbringer haben also heute ein starkes Interesse, ihre Kosten zu senken.

Im Weiteren gibt es auch unter dem marktwirtschaftlich orientierten Ansatz übergeordnete Vorschriften und Lenkungsmassnahmen, die zum Beispiel den Kraftwerksmix betreffen. So wurden die REC beispielsweise verpflichtet, über eine gewisse Zeit 20% der abgesetzten Energie aus nicht fossil befeuerten Anlagen, sprich Kernkraftwerken, zu beziehen. Damit dies wegen des preislichen Wettbewerbsnachteils der Kernkraftwerke überhaupt möglich ist, wird auf der fossil erzeugten Elektrizität eine Abgabe erhoben, die zu Ausgleichszahlungen eingesetzt wird. Als weiteres Beispiel kann erwähnt werden, dass die REC verpflichtet sind, in Kraftwerkskapazitäten aus erneuerbaren Energien zu investieren.

Der Power Pool

Obwohl die Kraftwerke im Besitz von verschiedenen Gesellschaften sind, ist die Einsatzplanung zentral organisiert. Diese Aufgabe wird vom Pool wahrgenommen, der ein Teil der nationalen Netzgesellschaft ist.

Die Kraftwerke werden nach einem Bidding- oder Auktionsverfahren eingesetzt, bei dem alle Kraftwerksbetreiber für die Zeitabschnitte des nächsten Tages (d. h. 48 Halbstundenintervalle) ein Angebot machen. Jedes Angebot gibt an, wieviel Energie ein Kraftwerk zu welchem Preis zu produzieren bereit ist. Neben der National Power, der PowerGen und der Nuclear Electric machen auch die schottischen Gesellschaften, die EdF (über das Seekabel) und unabhängige Stromproduzenten (IPP und industrielle Eigenproduzenten) Angebote.

Der Pool fasst die Angebote zusammen und stellt sie der erwarteten Nachfrage[7] gegenüber. Er setzt dann die jeweils günstigsten Kraftwerke für jedes der einzelnen Halbstundenintervalle ein (Bild 4).

Bestimmung der Entschädigung für Produzenten

Bild 4 veranschaulicht den Einsatz der Kraftwerke für ein Halbstundenintervall des nächsten Tages. Die Angebotskurve ist die Summe aller eingegangenen Kraft-

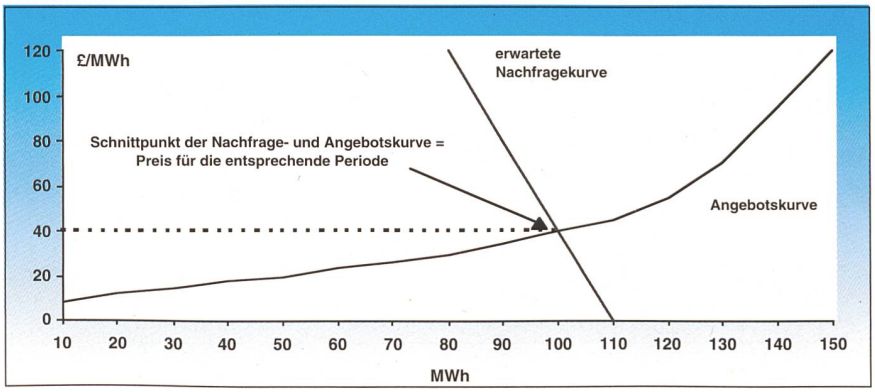


Bild 4 Bestimmung des Preises für eine bestimmte Periode aus Angebot und Nachfrage.

werksangebote: Das billigste Kraftwerk hat zum Beispiel 10 MWh zu 10 £/MWh geboten, das zweitbilligste Kraftwerk 10 MWh für 15 £/MWh usw. Anhand der erwarteten Nachfrage benötigt der Pool 100 MWh, was im Beispiel zu einem Preis von 40 £/MWh führt. Dieser Preis ist die Grundkomponente und wird System Marginal Price (SMP) genannt. Zusätzlich wird ein Kapazitätselement berechnet, das die erwarteten Kosten (Nutzenausfall) im Falle einer ungenügenden Versorgung berücksichtigt und aufgrund der verfügbaren und tatsächlich benötigten Kapazität bestimmt wird. Dieses Element soll für die Produzenten ein Anreiz sein, in zusätzliche Kapazitäten zu investieren.

Alle eingesetzten Kraftwerke erhalten den um das Kapazitätselement erhöhten SMP pro gelieferte MWh. Dieser Betrag wird Pool Purchase Price (PPP) oder auch Pool Input Price (PIP) genannt und entspricht somit dem Elektrizitätslieferpreis (Preis, den die Produzenten für eine produzierte MWh erhalten).

Die teureren Angebote werden in dieser Periode nicht berücksichtigt und erhalten lediglich eine Zahlung dafür, dass ihre Kraftwerke in der entsprechenden Periode verfügbar sind, aber nicht benötigt werden. Dieser Betrag fällt um so höher aus, je näher das gemachte Angebot beim SMP liegt.

Es ist offensichtlich, dass die Kraftwerke ein direktes Interesse haben, kostengünstig anbieten zu können: nur die jeweils günstigsten Kraftwerke werden eingesetzt, die Marge für jedes einzelne Kraftwerk besteht in der Differenz zwischen dem Poolpreis und seinen mittleren Vollkosten.

Bestimmung der Kosten für die Bezüger

Die Käufer von Elektrizität bezahlen den Pool Selling Price (PSP oder POP genannt). Er wird durch einen Aufschlag (uplift) auf den PIP bestimmt, der die Kosten des gesamten Elektrizitätsbezuges und die zusätzlich erbrachten Dienstleistungen (Reservehaltung, Kraftwerkverfügbarkeit und weitere Dienstleistungen des Systembetreibers) widerpiegelt. Der Aufschlag betrug zu Beginn etwa 10% des bezahlten PSP. Eine Änderung der Spielregeln führt bei der NGC zu einem grösseren Anreiz, die Kosten zu senken. Dadurch konnte der uplift um 30–40% reduziert werden.

Contracts for Differences (CfD)

Die Poolpreise unterliegen – hauptsächlich wegen dem beschriebenen Kapazitätselement – grossen Schwankungen, welche schwierig vorherzusehen sind (Bild 5).

Diesen Schwankungen sind natürlich sowohl die Produzenten als auch die Bezüger ausgesetzt. Die Marktteilnehmer können aus diesem Grund Verträge abschliessen, die ihnen einen bestimmten Preis garantieren (contracts for differences). Dabei muss der Vertragspartner nicht zwingend Mitglied des Pools sein.

Die Abmachungen sind unabhängig vom tatsächlichen Energieverkehr, beziehen sich jedoch auf das Preisniveau am Pool.

Diese Verträge bringen den Produzenten garantierte Einnahmen und helfen den Versorgern bei der Festlegung der Konditionen für die Energielieferungen an ihre Konsumenten.

Einkaufsverhalten der Nachfrager

Für den Kunden bieten sich verschiedene Einkaufsstrategien an:

- Er kann weiterhin bei seinem lokalen Versorger zu Tarifpreisen beziehen. So besteht kein Preisrisiko, da die Tarife auf längere Zeit festgelegt sind. Die Tarife setzen sich aus Tarifen für den Energiebezug und für die Netzbenutzung zusammen.
- Er kann seine Energie direkt beim Pool kaufen, das heisst dass er den Poolpreis plus die Benutzung des Netzes bezahlt. Je nach Markteinschätzung erlaubt diese Strategie, von niedrigen Poolpreisen zu profitieren. Dagegen ist der Verbraucher allen Poolpreisschwankungen ausgesetzt.
- Die dritte Strategie, der Kauf bei einem Verkäufer eigener Wahl, erlaubt es, zu einem verhandelten Preisniveau zu beziehen. Konkret bedeutet dies, dass sich der Verkäufer und der Verbraucher auf einen Energiepreis einigen, auf den noch die Netzbenutzungsgebühr aufgeschlagen werden muss.

Physikalische Energielieferung und finanzielle Auswirkungen

Um das englische Modell zu verstehen, muss man deutlich zwischen dem tatsächlichen physikalischen Kraftwerkseinsatz und den finanziellen Verträgen unterscheiden. Auf der physikalischen Seite kann man von zwei «Facts» sprechen, die immer eintreffen, unabhängig davon, wie die Verbraucher ihre Energie einkaufen. Diese Facts sind, dass alle Kraftwerke nach ihren am Vortag gemachten Angeboten eingesetzt werden und dass die Energie immer über das lokale Versorgungsnetz fliesst.

Je nach dem wie sich ein Käufer verhält (welches Risiko er eingehen kann oder will), hat seine Einkaufsstrategie unterschiedliche Auswirkungen: Sichert er sich nicht auf dem finanziellen Markt ab, muss er das Risiko der Preisschwankungen auf dem Spotmarkt (Pool) selber tragen. Kann oder will er dies nicht tun, sucht der Kunde eine finanzielle Vertragsform, die seinem Bedarf an Absicherung gegen Preisschwankungen angepasst ist.

Auswirkungen der Änderungen und gemachte Erfahrungen

- Das Modell funktioniert: bei dem Elfmeterschiessen im Worldcup-Halbfinal zwischen England und Deutschland im Juli 1990 ist die Nachfrage in wenigen Sekunden um 2800 MW angestiegen: Die Lichter sind nicht ausgegangen!
- Obwohl erst 50% des Verbrauchs dem Wettbewerb ausgesetzt sind, werden bereits 23% nicht mehr bei dem lokalen Versorger bezogen. Das Hauptargument ist dabei der Preis.
- Die Preise für mittlere und grössere Kunden sind real gefallen. Für Grosskunden sind sie real leicht angestiegen. Dies beruht auf der Tatsache, dass Grosskunden ab 1986 bis 1990 über die Elektrizität subventioniert worden sind.
- Die Produktivität der Angestellten hat entschieden zugenommen: Die Nachfol-

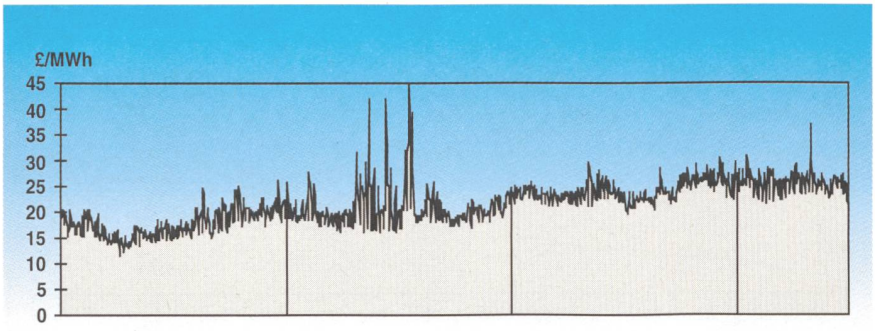


Bild 5 Verlauf des PIP zwischen dem 1. April 1990 und dem 31. Dezember 1993.

gegesellschaften der CEGB kommen mit rund der halben Belegschaft aus. Bei den Versorgern wurden seit der Privatisierung rund 20% eingespart.

- Es wurde noch nie so viel in neue Kraftwerkskapazität investiert, wie in diesen Jahren. Dabei liegt das Schwergewicht eindeutig bei gasgefeuerten Kombikraftwerken[8].

Aufgetretene Probleme und Streitpunkte

- Die wenigen Anbieter elektrischer Energie vermochten vor allem zu Beginn wegen ihrer Marktmacht den Markt zu beeinflussen. Die Reaktion der Aufsichtsbehörden ging denn auch dahin, dass National Power und PowerGen einen Teil ihrer Produktion veräussern mussten. Damit sollen einerseits mehr Anbieter auf dem Markt auftreten und zusätzlich die absolute Grösse der einzelnen Anbieter verringert werden.
- Kritiker des englischen Modelles argumentieren, dass man eher von einer Re-regulierung als von einer Deregulierung sprechen muss. Tatsache ist aber, dass es sich beim Elektrizitätsmarkt um einen komplizierten Markt handelt, in welchem die Spielregeln klar definiert sein müssen.
- Einzelne Marktteilnehmer konnten grosse Gewinne realisieren. Dies ist darauf zurückzuführen, dass das Einsparungspotential sehr viel grösser war, als vermutet wurde. Die Korrektur wird durch die Aufsichtsorgane – wenn auch verzögert – angegangen. Die Regulierungsbehörden haben für die regulierten Monopolbereiche folgendes Instrument: Die jährliche Kostensteigerung (allgemeine Teuerung) kann nicht vollständig auf die Benutzer abgewälzt werden; sie wird um einen Korrekturfaktor reduziert. Dieser Korrekturfaktor wird periodisch festgelegt. Im Moment beträgt er für die Übertragung 3% und für die Versorgung 2%.
- Für die volle Liberalisierung des englischen Elektrizitätsbereiches fehlen momentan noch die technischen Möglichkeiten. Es gibt noch keine (genügend billige) Zähler für die Öffnung des Systems für die Kleinverbraucher.
- Im Dezember 1995 gab es einen Streik in Frankreich. Es wurde Energie nach Frankreich verkauft, und ein Ausfall von Kraftwerkskapazitäten in England zusammen mit einem plötzlichen Kälteeinbruch führten zu einem starken Anstieg der Strompreise im Pool. Das System erweist sich also als funktionsfähig, da der Preisanstieg das knappe Angebot am Markt widerspiegelt.
- Die Einführung des Wettbewerbs führte zu einer aggressiven Elektrizitätsverkaufspolitik und könnte zu einer stärkeren Zunahme des Stromverbrauchs führen. Dies ist eine Entwicklung, die die meisten Länder (zumindest bis heute) zu verhindern suchen.

Künftige Entwicklungen

- Etablierung neuer Produkte im Handel (neben CfD auch Optionen, Futures usw.).
- Korrekturen an den Spielregeln der Regulierung, zum Beispiel Form der Preiskontrollen und alternative Möglichkeiten für die RPI-X-Regulierung.
- «Entpersonifizierung» des Wettbewerbs in der Elektrizitätsbranche (Prof. S. Littlechild verkörpert das englische Modell).
- Änderungen/Auswirkungen einer Liberalisierung der europäischen Strommärkte.
- Gegenwärtig streitet man darüber, ob eine Unternehmensgruppe neben Produktionsgesellschaften auch Verteilunternehmen besitzen darf.

Liberalisierung des Elektrizitätsmarktes am Beispiel Norwegen

In Norwegen findet man eine ähnliche Grundstruktur in der Versorgung mit elektrischer Energie wie in der Schweiz. Die Gesellschaften sind meistens in öffentlichem, teilweise auch in privatem Besitz.

Norwegen verfügt wie die Schweiz über eine nahezu CO_2-freie Elektrizitätsproduktion. Der Unterschied besteht jedoch darin, dass in Norwegen die elektrische Energie fast ausschliesslich in Wasserkraftwerken produziert wird.

Die grössten 34 Stromproduzenten Norwegens verfügen über 96% der Produktionskapazitäten. 27% der Kraftwerke sind in staatlichem Besitz. 55% gehören lokalen oder regionalen Versorgern und 18% sind in privatem Besitz (Stand 1993).

Fahrplan der Restrukturierung der norwegischen Elektrizitätsbranche (Bild 6)

Der norwegische Elektrizitätsmarkt wurde im Jahre 1991 aufgrund von parlamentarischen Beschlüssen dereguliert. Dabei blieb die Besitzstruktur – anders als beispielsweise im ebenfalls deregulierten England – unverändert. Eine Privatisierung der norwegischen Elektrizitätsbranche war und ist kein Ziel der Deregulierung. Im ganzen norwegischen Elektrizitätsnetz wurde der freie Netzzugang eingeführt. Der Staat gründete für seine Kraftwerksanteile eine Produktionsgesellschaft (Statkraft SF[10]) und für seine Anteile am Stromnetz (80%) eine Netzgesellschaft (Statnett SF). Die Gebühren für die Benutzung des Netzes wurden so festgelegt, dass der marktorientierte Handel mit elektrischer Energie gefördert wird. Bild 7 zeigt die Verhältnisse, wie sie sich heute nach der Restrukturierung präsentieren.

Die Strombörse (Power Pool)

Der Power Pool hat seinen Ursprung in der gemeinsamen Nutzung des Verbundnetzes und geht auf das Jahr 1959 zurück.

Seit dem Jahr 1971 wurde über den freiwilligen Power Pool der Energieverkauf zwischen den Mitgliedern abgewickelt. Es war weltweit die erste derartige Institution.

Mit der Neuorganisation des Elektrizitätsbereichs wurde der Pool mit der Netz-

Vergleich	Norwegen	Schweiz
Einwohner (in Mio.)	4,3	6,9
Anzahl Stromversorger (etwa)	230 [9]	168 [2]
Produktion brutto (TWh)	120,0	61,1
Industrielle Eigenproduktion (TWh)	0,3	1,6
Import elektrischer Energie (TWh)	0,6	19,5
Export elektrischer Energie (TWh)	8,4	26,7
Verbrauch (TWh)	101,8	47,2
Produktionsmix (Kapazität, Produktionsanteil)		
– Wasserkraft	24,3 GW (100%)	11,8 GW (60%)
– Kernkraft	0,0 GW (0%)	3,0 GW (38%)
– konventionell-thermisch	0,1 GW (0%)	0,8 GW (2%)

Tabelle II Vergleich einiger Kennzahlen Schweiz – Norwegen (1993).

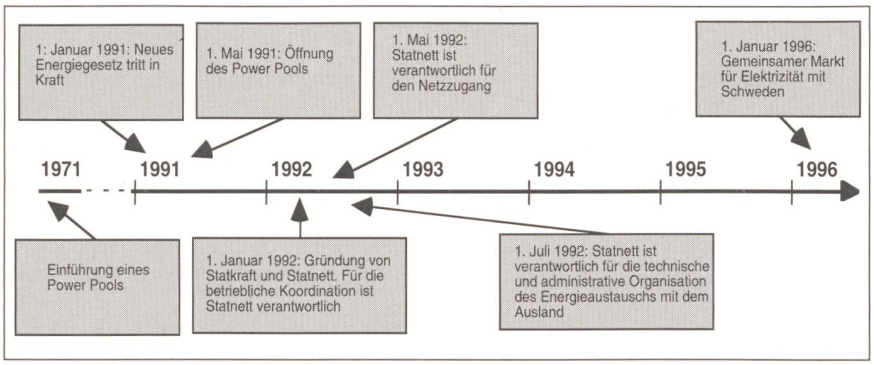


Bild 6 «Fahrplan» der Restrukturierung der norwegischen Elektrizitätsbranche.

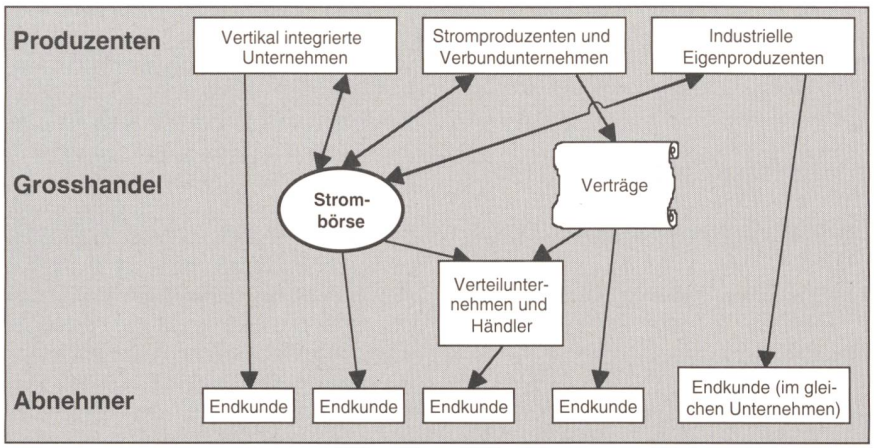


Bild 7 Struktur des norwegischen Elektrizitätsmarkts.

gesellschaft verschmolzen. Der Marktplatz wird nun von einer Tochter der Netzgesellschaft (Statnett Marked) betrieben. Alle Marktteilnehmer (Produzenten, Händler, Verteiler, Konsumenten) haben nun unbeschränkten Zugang zu diesem Power Pool.

Der Pool ist freiwillig, das heisst, es können «am Pool vorbei» bilaterale Verträge zwischen Stromproduzenten und Stromkonsumenten abgeschlossen werden, was auch zu einem grossen Teil gemacht wird (1994: rund 80% des Handels auf der Verbundebene). Diese Verträge haben den Vorteil, dass sie auf die Bedürfnisse der Vertragspartner zugeschnitten sind. Die physikalischen Stromlieferungen müssen dem Netzbetreiber in jedem Fall mitgeteilt werden.

Seit dem Jahr 1992 sind alle 63 grossen Stromproduzenten Norwegens (Produktion mehr als 100 GWh pro Jahr) Mitglied des Power Pools. 1993 wurden etwa 15% der gesamten Produktion Norwegens über den Pool umgesetzt. Im Jahr 1994 waren es bereits über 20% und 1995 rund 25%.

Der Energiehandel

Der Energiehandel wird auf physikalischen und finanziellen Märkten abgewikkelt. Auf dem physikalischen Markt entsprechen die Abmachungen physikalischen Energielieferungen. Ein Anbieter elektrischer Energie, der aufgrund der Preisbildung ausgewählt wird, produziert die angebotene Energie und speist sie ins Netz ein.

Auf dem finanziellen Markt findet kein Energieverkehr statt. Die Verträge dieses Marktes werden mit finanziellen Mitteln erfüllt. Der abgemachte Preis wird also unabhängig von der produzierten bzw. bezogenen Energiemenge und unabhängig vom effektiven, zum entsprechenden Zeitpunkt geltenden Spotmarktpreis bezahlt.

Für die effiziente Handhabung der Märkte werden unterschiedliche Preisperioden auf den verschiedenen Märkten definiert. Ein Versorger kann sich so optimal für seinen Bedarf eindecken und gegen Preisunterschiede absichern.

Die Hauptaufgabe des Marktplatzbetreibers ist die Realisation des physikalischen Energiehandels. Statnett Marked betreibt momentan folgende Märkte: den 24-h-Markt, einen Wochenmarkt und einen Markt für Regulierungsenergie. Für diese Märkte existieren verschiedene standardisierte Verträge (nicht nur physikalische), wovon ein Teil vom Marktplatzbetreiber angeboten wird.

Der Spotmarkt (24-h-Markt)

Dieser Markt ist ein physikalischer Markt. Täglich werden die Preise für den folgenden Tag bestimmt, wobei jeder Tag in acht Zeitintervalle eingeteilt ist, für welche die jeweiligen Preise ermittelt werden. Die Käufer und Verkäufer elektrischer Energie machen ihre Angebote für eine bestimmte Zeitperiode. Die Verkaufsangebote der Marktteilnehmer werden nach steigenden Preisen sortiert (Angebotskurve), während die Angebote der Käufer nach fallenden Preisen aufgelistet werden (Nachfragekurve). Der Schnittpunkt der beiden Kurven definiert den Preis und die Menge des entsprechenden Zeitintervalls (Bild 8).

Der Wochenmarkt

Der Spotmarkt schliesst Lieferungen zu fixen Preisen aus. Falls die Marktteilnehmer ein Absicherungsbedürfnis haben, können sie dies mit vertraglichen Abmachungen tun. Die Verträge auf diesem Markt sind rein finanzieller Natur. Sie können zudem mit Dritten gehandelt werden.

Zwei Vertragspartner (z. B. ein Produzent und ein Konsument), die sich für ein entsprechendes Angebot auf dem Wochenmarkt interessieren, machen eine «Energielieferung» für eine bestimmte Zeit und eine bestimmte Periode zu einem fixen Preis ab (Future). Liegt nun der effektive Spotmarktpreis über dem abgemachten Niveau, bezahlt der Produzent dem Konsument die Differenz zum vertraglich abgemachten Preis. Im umgekehrten Fall geht der Geldfluss in die andere Richtung.

Auf dem Wochenmarkt werden die Preise für die nächsten drei bis sieben Wochen und für zwölf Blöcke mit jeweils vier Wochen bestimmt; also für etwa ein Jahr im voraus. Auch hier kommen standardisierte Produkte zum Einsatz. Es gibt zwei verschiedene Perioden in jeder Woche: ein Wochenband und Tag/Nacht-Energie mit definiertem Charakter (siehe Bild 9).

Der Markt für Regulierungsenergie

Die tatsächliche Nachfrage stimmt mit dem Angebot nicht überein. Es gibt laufend Konsumschwankungen, die es auszugleichen gilt. Zudem kann aufgrund eines unvorhersehbaren Ereignisses ein Kraftwerk ausfallen. Aus diesem Grund braucht es einen weiteren Markt, der diese Differenzen ausgleicht.

Aufgrund der effektiven physikalischen Energielieferungen werden Angebote für

Regulierungsenergie eingeholt. Der Preis der in der entsprechenden Periode berücksichtigten Regulierungskapazität gilt für die ganze Periode.

Aufgaben des Marktplatzbetreibers

Der Marktplatzbetreiber stellt das physikalische und finanzielle Funktionieren des Marktplatzes sicher. Er erstellt auf stündlicher Basis die Verrechnung für alle Vertragspartner, die ihre Energie über den Markt verkaufen bzw. vom Markt beziehen. Die Differenz zwischen dem vertraglichen Saldo und dem effektiven Wert wird als Kauf oder Verkauf von Regulierungsenergie verrechnet.

Sollten im Verbundnetz Engpässe auftreten, werden die betroffenen Gebiete aufgetrennt und für jede Region separate Preise ermittelt. Der Netzbetreiber simuliert dazu aufgrund der physikalischen Lieferungen die Netzsituation und ordnet gegebenenfalls eine Trennung der betroffenen Gebiete an.

Wer kann Marktteilnehmer werden?

Früher wurden zum Power Pool nur wenige Teilnehmer zugelassen. Zudem waren die Kosten für die Übertragung von Energie distanzabhängig und die Vertragspartner mussten über eine direkte Verbindung verfügen. Dies führte zu unterschiedlichen Kosten für die verschiedenen Marktteilnehmer.

Heute steht der Markt allen Interessenten offen. Sie müssen dazu bei der Regulierungsbehörde eine Lizenz beantragen.

Die Kosten für den Unterhalt und Betrieb des Netzes werden durch distanzunabhängige Gebühren getragen, die im wesentlichen aus folgenden Elementen bestehen:

- Anschlussgebühr in Abhängigkeit der Anschlussleistung
- Leistungsgebühr in Abhängigkeit der effektiv gemessenen Spitzenlast
- geographisch unterschiedliche Energietaxe für Netzverluste (Anreiz für die Standortwahl neuer Kapazitäten)

Für Verbraucher, die vom Netz genommen werden können, für Regulierungsenergie und für Verträge, die Lieferungen ins Ausland vorsehen, gelten spezielle Regelungen.

Die regionalen Netze und Versorgungsnetze sind ebenfalls für alle Marktteilnehmer offen. Eine Regulierungsbehörde erlässt Vorschriften für die Tarifierung der zur Durchleitung erforderlichen Dienstleistungen und amtet als Schlichtungsstelle.

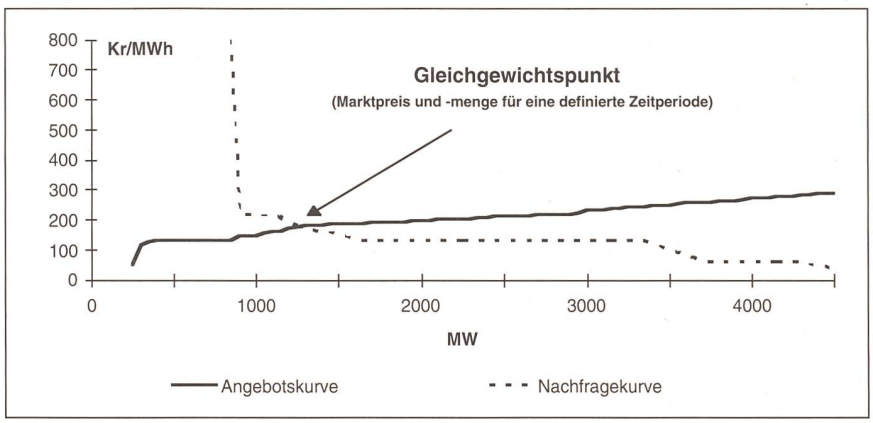


Bild 8 Beispiel für Angebot und Nachfrage im Spotmarkt.

Änderungen für die Unternehmungen der Elektrizitätsbranche

Im Zuge der Neuregulierung des Wettbewerbs wurde den Stromproduzenten auch ermöglicht, ins Ausland zu exportieren. Dies erlaubt den norwegischen Produzenten, ihre starke Stellung (Mittel- und Spitzenlast-Kraftwerke) optimal mit dem fossil- (und damit Bandenergie) orientierten Kraftwerkspark benachbarter Energiesysteme zu kombinieren.

Die Versorgungsgesellschaften haben in ihrem geografisch festgelegten Versorgungsgebiet die Pflicht, alle Stromkonsumenten an das Versorgungsnetz anzuschliessen. Demgegenüber haben sie jedoch kein Recht, diese exklusiv mit Energie zu versorgen.

Die vertikal integrierten Unternehmungen (rund 60 % der Versorger) müssen eine getrennte Rechnungsführung für die verschiedenen Bereiche durchführen und diese der Regulierungsbehörde jährlich vorweisen.

Durch die Restrukturierung der Elektrizitätsbranche konnte man unter anderem folgende Auswirkungen feststellen:

- Die Änderungen wurden in einer Zeit grosser Überschüsse realisiert. Aus diesem Grund gingen die Investitionen in neue Kraftwerkskapazitäten zurück. Es wird damit gerechnet, dass erst in drei bis fünf Jahren neue Kraftwerksprojekte realisiert werden.
- Die Änderungen im Markt führten landesweit zu tieferen und ausgeglichenen Preisen, ohne dass es negative Auswirkungen betreffend der Qualität und Versorgungssicherheit gegeben hätte: Der Spotmarktpreis (ohne Übertragungskosten) fiel zwischen 1991 und 1994 um mehr als 20 % und die Preisreduktion für Haushalte betrug im Durchschnitt 3 %.
- Die Preisunterschiede für die verschiedenen Märkte (24-h-Markt, Wochenmarkt und Regulierungsmarkt) wurden geringer.
- Es gibt Perioden, in denen die Preise höher sind als vor der Restrukturierung. Diese sind auf ausserordentliche Verhältnisse (z. B. Wetter) zurückzuführen.

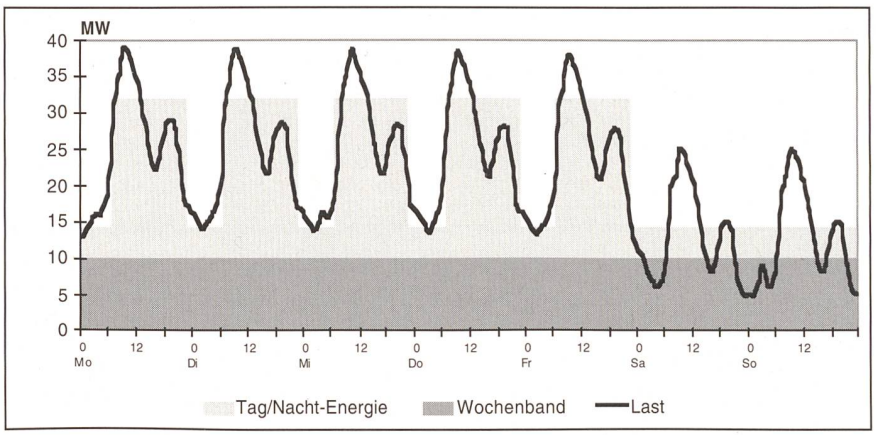


Bild 9 Beispiel für Angebot und Nachfrage im Wochenmarkt.

- Obwohl auch Haushaltskunden ihren Lieferanten frei wählen können, ist dies nicht für alle interessant, da diese Kundengruppe mit standardisierten Lastprofilen abgerechnet wird (Kosten für die individuelle Messung des Energieverbrauches sind zu hoch).
- Auf dem Markt treten neue Marktteilnehmer auf. Neben den bisherigen Akteuren bieten heute Trader und Broker ihre Dienstleistungen an, für die versucht wird, mit standardisierten Produkten einen Markt zu schaffen. Die bisherigen Stromversorgungsunternehmen haben sich entweder an die geänderten Bedingungen angepasst, ihre Fähigkeiten entsprechend ergänzt und erweitert oder spielen heute nur noch eine Rolle als Betreiber des Versorgungsnetzes.
- Die Dauer der bilateralen Verträge sank von 3 bis 5 Jahren auf 6 bis 12 Monate.
- Die Erträge der Produzenten gingen stark zurück und damit auch der Wert der Anlagen.
- Die Effizienz in der Betreibung des Netzes wurde verbessert.
- Die lokalen Versorgungsgesellschaften der öffentlichen Hand gehen an die Börse. Die vertikal integrierten Unternehmungen streben ein managementmässiges «Unbundling»[11] an.

Probleme und Streitpunkte

Der grösste Streitpunkt liegt darin, dass der Marktplatzbetreiber neben dieser primären Aufgabe auch «Market Maker» ist, da Statnett Marked auch finanzielle Produkte anbietet und weitere Dienstleistungen in dieser Richtung plant. Diese verschiedenen Aufgaben müssen künftig vollständig voneinander getrennt und durch verschiedene, voneinander unabhängige Gesellschaften wahrgenommen werden.

Die Möglichkeit für Kleinkonsumenten, ihren Stromlieferanten frei zu wählen, kann heute nur mit einer vereinfachten Abrechnung sinnvoll realisiert werden, da die Kosten für Zähler und Abrechnung viel zu hoch sind. Künftige Entwicklungen und der Einsatz von Telekomtechnologien bei der Verbrauchsmessung werden wahrscheinlich zu tieferen Kosten in diesem Bereich führen.

Nordischer Markt für Elektrizität

Seit dem 1. Januar 1996 gibt es einen gemeinsamen Markt für Elektrizität zwischen Norwegen und Schweden. Finnland und wahrscheinlich auch Dänemark werden sich diesem Markt ebenfalls anschliessen. Der Marktplatz wird durch Statnett Marked betrieben. Ein Problem bereitet momentan noch die unterschiedliche Behandlung der Tarife für die Benutzung des Übertragungsnetzes, was für den Handel über die Landesgrenzen hinaus hinderlich ist. Ebenso muss eine Harmonisierung in den Bereichen Netzausbau, -betrieb und -unterhalt angestrebt werden.

Künftige Entwicklungen

Es ist geplant, den Markt zu erweitern. Es bestehen Ideen, die unter anderem einen 2-h-Markt vorsehen und den Wochenmarkt auf 3–5 Jahre ausweiten. Die finanziellen Instrumente sollen weiterentwickelt bzw. neue eingeführt werden (Optionen, Futures und Hedging-Produkte).

Die Verwirklichung eines gemeinsamen Marktes für alle skandinavischen Staaten ist ein vordringliches Anliegen der Elektrizitätsbranche und der Politik. Ebenso wird die stärkere Anbindung über Gleichstromkupplungen von Skandinavien an das zu einem grossen Teil mit thermischer Produktion versorgte UCPTE-Europa mit Interesse verfolgt.

Libéralisation du marché de l'électricité, par exemple en Angleterre et en Norvège

La branche électrique ne peut rester à l'écart de la discussion sur la déréglementation et la libéralisation des marchés. Il est, du fait des propriétés particulières de l'électricité, toutefois impossible de la traiter comme un autre bien. Le domaine de l'électricité aura toujours besoin d'une réglementation claire définissant les règles du jeu. Les tâches d'intérêt public que l'économie électrique est chargée de réaliser servent toutefois souvent d'arguments pour s'opposer fondamentalement à une plus grande concurrence. Divers pays montrent toutefois que la concurrence est possible dans le domaine de l'approvisionnement en électricité. Il faut toutefois reconnaître que les conditions existantes dans les nouveaux marchés structurés en Angleterre et Norvège y étaient favorables. Il s'agissait de marchés pour ainsi dire isolés (les îles britanniques sont «interconnectées» à l'Europe par un câble à courant continu immergé) disposant des mêmes conditions-cadres (juridiques, relatives aux prescriptions écologiques, coûts d'utilisation du réseau, etc.). L'article ci-après met en évidence des considérations importantes ainsi que des objectifs possibles en matière de libéralisation et déréglementation.

Bemerkungen zu Zahlen im Text

[1] In diesem Zusammenhang ist ein natürliches Monopol eine aus technisch-ökonomischen Gründen sinnvolle Ausschliessung des Wettbewerbs (z. B. Telefonnetz, Strom-, Gasleitungen, Schienennetz usw.).

[2] 168 Elektrizitätsunternehmen haben einen Anteil an der gesamtschweizerischen Erzeugung von 95%, einen Anteil am Endverbrauch von 74,6% (Schweizerische Elektrizitätsstatistik). Gesamtanzahl einzelner Stromversorger etwa 1200.

[3] Von seiten der Behörden wurde ein Generaldirektor für Elektrizitätsversorgung eingesetzt, der seinerseits ein Amt gründete, das sich mit Regulierungsfragen beschäftigt (OFFER: Office of Electricity Regulation). Diese Stellen legen die einschränkenden Rahmenbedingungen für das Funktionieren des Wettbewerbssystems fest. Ihnen obliegt es, Korrekturen am System vorzunehmen bzw. vorzuschlagen. Mit einer einfachen Formel (Teuerung = Inflationsrate – Korrekturfaktor X; IPR – X) werden für die einzelnen Bereiche der Stromwirtschaft die Kostensteigerungen reguliert. Während früher die Teuerung in dieser Branche über der allgemeinen Teuerung lag, kommt der periodisch überprüfte und festgelegte Korrekturfaktor X heute in Abzug.

[4] IPP: Independent Power Producer.

[5] Am Anfang durften sie nur einen Teil ihrer Produktion an Endverbraucher direkt abgeben. Dieser Teil wurde stufenweise über mehrere Jahre angehoben und ist heute entfallen.

[6] In Krisenzeiten gelten allerdings besondere Vorschriften.

[7] In Norwegen, das auch einen Pool-Ansatz in seinem Wettbewerbsmodell einsetzt, wird nicht nur das Angebot, sondern auch die Nachfrage durch ein Auktionsverfahren ermittelt.

[8] Unter einem Kombikraftwerk versteht man eine Elektrizitätserzeugungsanlage, die aus einer Gasturbinen-Generatoren-Einheit besteht, deren Abgase in einem Abhitzekessel Dampf erzeugen, welcher in einer Dampfturbinen-Generator-Einheit zusätzlich Strom erzeugt.

[9] 1960 waren es 830.

[10] «SF» bedeutet: 100% staatliche Gesellschaft mit Staatsgarantie.

[11] Unbundling: Trennen der verschiedenen Bereiche (Produktion, Übertragung und Verteilung) eines Unternehmens. Man unterscheidet zwischen einem rechnungsmässigen (getrennte Buchführung) und einem managementmässigen Unbundling (getrennte Gesellschaften).

Die beste Wahl innovativer Technologie

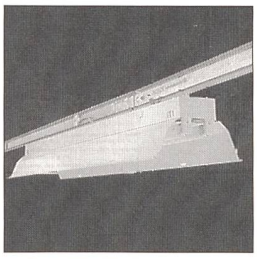
DURESCA® Giessharzisolierte Stromschienen, DGX 72.5 kV / 1250 A, Alusuisse Lonza, UW Rhone

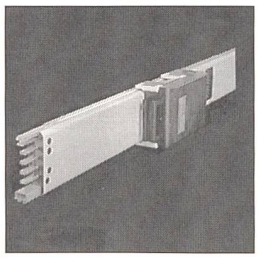
Seit ihrer Gründung 1914 hat sich MGC zu einem führenden Hersteller von Leistungstransformatoren, Messwandlern sowie isolierten Stromschienensystemen etabliert. Vertreten in über 20 Ländern bietet MGC weltweit hochentwickelte, kundenspezifische Lösungen an. Profitieren Sie von unserem Know-how, unserer Qualität und Flexibilität. Auf Ihre Kontaktaufnahme freut sich:

MGC
MOSER-GLASER

MGC Moser-Glaser & Co. AG
Energie- und Plasmatechnik
Hofackerstrasse 24
CH - 4132 Muttenz / Schweiz

Telefon 061 / 467 61 11
Telefax 061 / 467 63 11





LANZ Beleuchtungs- und Verteil-Stromschienen 25—900 A

Für die preisgünstige Lampenmontage und für die unkomplizierte, änder- und erweiterbare Stromanschlussmöglichkeit der Geräte, Apparate und Maschinen in Fabrikationsräumen, Fertigungsstrassen, Versuchslokalen, Labors, Garagen, Lager- und Speditionshallen, Sportanlagen, Supermärkten etc. Einfach montierbar. Montagematerial, Anschluss- und Abgangskästen werden mitgliefert.
Verlangen Sie Beratung und Offerte vom Spezialisten
lanz oensingen 062/388 21 21 Fax 062/388 24 24

Bitte senden Sie Unterlagen:

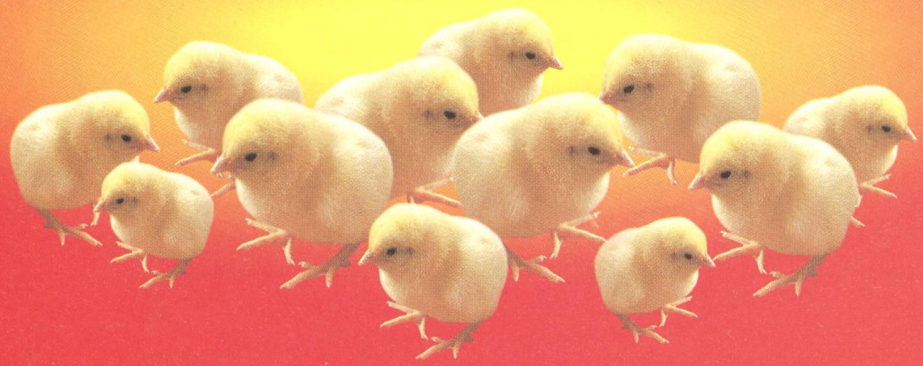
- ☐ Beleuchtungs- und Verteil-Stromschienen 25—900 A
- ☐ LANZ G-Kanäle und kleine Gitterbahnen
- ☐ LANZ BETOBAR Stromschienen 380—6000 A
- ☐ LANZ Kabelträger aus galv. Stahl/Inox/Polyester
- ☐ LANZ Doppelböden für Büros/techn. Räume
- ☐ LANZ Brüstungskanäle
- ☐ LANZ UP/AP-Dosen
- ☐ Könnten Sie mich besuchen? Bitte tel. Voranmeldung!

Name/Adresse/Tel.: _____

23

lanz oensingen ag
CH-4702 Oensingen · Telefon 062 388 21 21

Strom für das ganze Leben



Ihr Elektrizitätswerk ist von Anfang an dabei. Ob zu Hause, am Arbeitsplatz oder in der Freizeit, es steht gross und klein mit Rat und Tat zur Seite

SCHWEIZER ELEKTRIZITÄT

Der Draht mit Zukunft

http://www.strom.ch