



Liberalisierung der Strom- und Gasmärkte und ihre Auswirkungen auf die klimapolitischen Ziele

Gutachten des
Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität Köln

im Auftrag des Deutschen Bundestages
Enquête-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den
Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“

Überarbeiteter Endbericht

Köln, August 2001

Bearbeiter:

Jens Drillisch

Isabelle Hallaschka

Dietmar Lindenberger

Alexander J. Nolden

Walter Schulz

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	I
Abbildungsverzeichnis.....	IV
Tabellenverzeichnis.....	VII
Studienergebnisse.....	XI
Zusammenfassung.....	XVIII
Teil I Einfluss der Liberalisierung auf Energieangebot und -nachfrage.....	1
1 Liberalisierung der europäischen Strommärkte	1
1.1 Treibende Kräfte und Hemmnisse der Liberalisierung.....	1
1.1 Derzeitiger Stand der Marktöffnung in der Europäischen Union	1
1.2 Beschleunigte Liberalisierung	3
2 Liberalisierung der europäischen Gasmärkte	4
3 Strommarkt- und Unternehmensentwicklung.....	5
3.1 Einleitung	5
3.2 Trends in der Markt- und Unternehmensentwicklung	6
3.2.1 Konzentration der Märkte und vertikale Integration der Unternehmen.....	6
3.2.2 Internationalisierung.....	7
3.2.3 Konvergenz der Märkte	8
3.3 Fallstudie: England/Wales	9
3.3.1 Marktorganisation und institutionelle Rahmenbedingungen.....	9
3.3.2 Entwicklung der Markt- und Unternehmensstruktur	11
3.3.3 Dekonzentration des Erzeugungsmarktes.....	11
3.3.4 Fusionen und Unternehmensübernahmen.....	13
3.4 Fallstudie Schweden	14
3.4.1 Marktorganisation und institutionelle Rahmenbedingungen.....	14
3.4.2 Entwicklung von Markt- und Unternehmensstruktur	14
4 Erzeugungsbasis und Verbrauch.....	16
4.1 Entwicklung des Energieträgereinsatzes in der Elektrizitätserzeugung.....	17
4.2 Stromerzeugungskapazitäten	19
4.3 Kraft-Wärme-Kopplung	20
4.3.1 KWK in Dänemark.....	21
4.3.2 KWK in den Niederlanden	21
4.3.3 KWK in Finnland	22
4.3.4 KWK im Vereinigten Königreich.....	23
4.4 Endverbrauch von Gas und Elektrizität	25
4.4.1 Endverbrauch von Gas	25
4.4.2 Endverbrauch von Elektrizität	26
4.5 Elektrizitätsverbrauch nach Sektoren	27
5 Emissionen	30
5.1 Nationale Emissionsentwicklungen.....	30
5.2 Emissionsreduktionsziele des Kyoto-Protokolls.....	32
5.3 Liberalisierung und Emissionsentwicklung	33
6 Entwicklung der Strompreise	34
6.1 Strompreise auf den Großhandelsmärkten.....	34

6.2	Endverbraucherpreise für Strom.....	39
6.2.1	Industriestrompreise	39
6.2.2	Haushaltsstrompreise.....	40
6.2.3	Weitere Einflussfaktoren auf die Strompreisentwicklung	41
7	Entwicklungen in der Netzinfrastruktur	42
7.1	England & Wales.....	43
7.1.1	Entwicklung im Übertragungsnetzbereich	43
7.1.2	Entwicklung im Verteilungsnetzbereich.....	44
7.2	Kalifornien.....	46
7.3	Fazit.....	47
8	Entwicklungen der Stromimport/-exportstrukturen	47
9	Finanzielle Querverbindung zwischen Energieversorgung und dem ÖPNV.....	49
Teil II	Instrumente der Umweltpolitik zur Förderung von regenerativer Stromerzeugung, Energieeffizienzmaßnahmen und Kraft-Wärme-Kopplung	51
1	Energiesteuern.....	51
1.1	EU-weite CO ₂ -/Energiebesteuerung.....	52
1.2	Dänemark	53
1.2.1	Entwicklung des Energie- und CO ₂ -Steuersystems.....	53
1.2.2	Beurteilung	55
1.3	Niederlande.....	56
1.3.1	Entwicklung des Energie- und CO ₂ -Steuersystems.....	56
1.3.2	Beurteilung	57
1.4	Schweden.....	58
1.4.1	Entwicklung des Energie- und CO ₂ -Steuersystems.....	58
1.4.2	Beurteilung	60
1.5	Fazit.....	60
2	Förderung regenerativer Stromerzeugung.....	60
2.1	Ausgesuchte Instrumente zur Förderung regenerativer Stromerzeugung.....	61
2.1.1	Abnahmeverpflichtung mit garantierten Einspeisungsvergütungen.....	61
2.1.2	Ausschreibungswettbewerbe	62
2.1.3	Quotenmodelle	64
2.1.4	Markt für grünen Strom.....	66
2.2	England/Wales.....	66
2.2.1	Regenerative Stromerzeugung.....	66
2.2.2	Ausschreibungswettbewerb.....	67
2.2.3	Das Quotenmodell in England/Wales.....	72
2.2.4	Der englisch/walisische Markt für grünen Strom.....	74
2.3	Niederlande.....	76
2.3.1	Regenerative Stromerzeugung.....	76
2.3.2	Quotenmodell	77
2.4	Kalifornien.....	80
2.4.1	Regenerative Stromerzeugung.....	80
2.4.2	Übersicht über die Förderung regenerativer Stromerzeugung.....	80
2.4.3	Prämienzahlungen für existierende Erzeugungsanlagen	82
2.4.4	Ausschreibungswettbewerb für neue Erzeugungsanlagen.....	84
2.4.5	Bonuszahlungen für den Kauf regenerativen Stroms	86
2.4.6	Entwicklung des grünen Strommarktes	87
2.5	Fazit.....	90

3	Energieeffizienz/Demand-Side-Management	91
3.1	Kalifornien.....	91
3.1.1	Förderung der Energieeffizienzmaßnahmen/DSM unter Wettbewerbsbedingungen	92
3.1.2	Programme der öffentlichen Versorgerunternehmen	93
3.1.3	Zukünftige Förderung von Energieeffizienzmaßnahmen	93
3.1.4	Beurteilung der Energieeffizienzmaßnahmen in Kalifornien	94
3.2	England/Wales.....	94
3.3	Dänemark	97
3.3.1	Der dänische Elektrizitätssparfonds	98
3.3.2	Energieeinspargesetz	100
3.4	Fazit	100
4	Kraft-Wärme-Kopplung.....	100
4.1	Liberalisierung und Wirtschaftlichkeit der KWK.....	101
4.2	Rahmenbedingungen der KWK in ausgewählten Ländern.....	102
4.2.1	Dänemark	102
4.2.2	Niederlande	103
4.2.3	Finnland.....	104
4.2.4	Vereinigtes Königreich.....	105
4.3	Zusammenfassung und Schlussfolgerungen	106
	Literaturverzeichnis zu Teil I	107
	Literaturverzeichnis zu Teil II.....	108
	Anhang.....	111

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Grenzüberschreitende Fusionen und Unternehmensübernahmen in der Elektrizitätswirtschaft – Welt, 1996-1999, Anzahl –.....	7
Abbildung 2: Absolute Konzentration in der Stromerzeugung - England und Wales; 1990/91 bis 1998/99; Herfindahl-Index und CR (concentration ratio) bezogen auf Erzeugung (GWh) -.....	12
Abbildung 3: M&A – Transaktionsvolumen auf dem Elektrizitätsmarkt - England/Wales; 1995-1999 –Mrd. GBP -	13
Abbildung 4: Engagement ausländischer Unternehmen auf dem schwedischen Erzeugungsmarkt- Stand Ende 2000	15
Abbildung 5: Energieträgereinsatz zur Stromerzeugung – Vereinigtes Königreich, Norwegen, Schweden, Finnland, Dänemark, Niederlande, Australien, USA; 1990–1999; TWh –.....	18
Abbildung 6: Maximale Stromerzeugungskapazitäten (jeweils am 31. Dezember) – Vereinigtes Königreich, Norwegen, Schweden, Finnland, Dänemark, Niederlande, Australien, USA; 1990–1998; GW –	20
Abbildung 7: Strom- und Wärmeerzeugung aus KWK Anlagen – Dänemark; 1991-1998; TWh, PJ -.....	21
Abbildung 8: Strom- und Wärmeerzeugung aus KWK Anlagen – Niederlande; 1991-1998; TWh, PJ-.....	22
Abbildung 9: Strom- und Wärmeerzeugung aus KWK Anlagen – Finnland; 1991-1998; TWh, PJ-	22
Abbildung 10: KWK-Strom- und Wärmeerzeugung – Vereinigtes Königreich; 1991-1999; TWh-.....	23
Abbildung 11: Gasverbrauch – Vereinigtes Königreich, Italien, Niederlande, Dänemark, Finnland, Dänemark, Australien, USA; 1980, 1990-1998; Mio. m ³ -.....	26
Abbildung 12: Elektrizitätsverbrauch - Norwegen, Vereinigtes Königreich, Schweden, Finnland, Australien, Dänemark, Niederlande, USA; 1990 – 1998; Mio. t. RÖE –	27
Abbildung 13: Elektrizitätsverbrauch nach Sektoren – Vereinigtes Königreich, Norwegen, Schweden, Finnland, Dänemark, Niederlande, Australien, USA; 1992–1998; TWh –.....	29
Abbildung 14: CO ₂ -Emissionen - Vereinigtes Königreich, Niederlande; 1990-1998; Mio. t, g/kWh –	31
Abbildung 15: CO ₂ -Emissionen - Dänemark, Finnland; 1990-1998; Mio. t, g/kWh –	31
Abbildung 16: CO ₂ -Emissionen - Norwegen; Schweden; 1990-1990; Mio. t, g/kWh –.....	32

Abbildung 17: CO ₂ -Emissionen - USA, Australien; 1990-1998; Mio. t, g/kWh –	32
Abbildung 18: Power Pool - England & Wales; Juli 1992–Oktober 2000; €/MWh –.....	35
Abbildung 19: Nord Pool Systempreis - Mai 1992–Januar 2001; €/MWh –.....	35
Abbildung 20: Amsterdam Power Exchange, - Mai 1999–Januar 2001; €/MWh –.....	36
Abbildung 21: Australian Power Exchange - Queensland, Dezember 1998 – Januar 2001; €/MWh –.....	37
Abbildung 22: Australian Power Exchange - New South Wales; Dezember 1998–Januar 2001; €/MWh –.....	37
Abbildung 23: Australian Power Exchange - Victoria, Dezember 1998–Januar 2001; €/MWh –.....	38
Abbildung 24: Californian Power Exchange - April 1998–Dezember 2000; €/MWh –.....	38
Abbildung 25: Industriestrompreise, real ohne Steuern - Niederlande, Vereinigtes Königreich, Dänemark, Schweden, Finnland, Australien, USA; 1990-1999, Index 1990=100 -.....	40
Abbildung 26: Haushaltsstrompreise, real, ohne Steuern - Niederlande, Vereinigtes Königreich, Dänemark, Schweden, Finnland, Australien, USA; 1990-1999, Index 1990=100 –.....	41
Abbildung 27: Index für reale Stromgroß- und –einzelhandelspreise - Finnland, Niederlande, UK, USA, Dänemark; 1978-1999, Indexwerte -.....	42
Abbildung 28: Verfügbarkeit des Übertragungsnetzes - England/Wales; 1987/88-2000/01; % -.....	43
Abbildung 29: Investitionen in die Netzinfrastruktur der National Grid Company - England/Wales; 1989/90-2000/01; Mio. GBP, 1.000 GBP/TWh -.....	44
Abbildung 30: Verteilungszahlängen Public Electricity Suppliers - Großbritannien; 1990/91-1999/00; Kilometer	45
Abbildung 31: Sicherheit der Versorgung und Netzverfügbarkeit - Großbritannien; 1986/1987 – 1999/2000 –.....	45
Abbildung 32: Stromaußenhandelsbilanzen - Norwegen, Italien, Schweden, Dänemark, UK, Deutschland; 1980-1998, TWh -	48
Abbildung 33: Funktionsweise eines Quotenmodells.....	65
Abbildung 34: Regenerative Stromerzeugung und Anteil am Stromverbrauch - Vereinigtes Königreich; 1995-1999; GWh, % -.....	67
Abbildung 35: Konvergenz von NFFO-Gebotspreisen und Wettbewerbspreisen; - England/Wales; 1990-1998; p _{UK} (nominal)/kWh -.....	70

Abbildung 36: Regenerative Stromerzeugung und Anteil am Stromverbrauch - Niederlande, 1989-1997; GWh, % -	77
Abbildung 37: Regenerative Stromerzeugung - Kalifornien; 1990-1999, TWh -	80
Abbildung 38: Exemplarischer Maßnahmen-Mix der Standard of Performance -England & Wales; 1994-1998; % -	95

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Grad der Strommarktöffnung EU-15 – 2000 –	2
Tabelle 2:	Grad der Gasmarktöffnung EU-15 – 2000 –	4
Tabelle 3:	Chronologie der Restrukturierung der Stromwirtschaft – England/Wales -	10
Tabelle 4:	Marktanteile in der Stromerzeugung – England/Wales; 1990/91-1998/99; Erzeugung (TWh) -	11
Tabelle 5:	Anzahl der Stromverteilungsunternehmen -Schweden; 1991- 1999 -	15
Tabelle 6:	Marktanteile in der Stromerzeugung – Schweden; 1990, 1995, 1999; Erzeugung (GWh)-	16
Tabelle 7:	Energieträgereinsatz zur Stromerzeugung - Vereinigtes Königreich, Norwegen, Schweden, Finnland, Dänemark, Niederlande, Australien, USA; 1990–1999; Anteile (%)	17
Tabelle 8:	Maximale Stromerzeugungskapazität (jeweils 31. Dezember) – Vereinigtes Königreich, Norwegen, Schweden, Finnland, Dänemark, Niederlande, Australien, USA; 1990–1998; GW, Veränderungen in % –	19
Tabelle 9:	Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung – Vereinigtes Königreich; 1991-1999; TWh -	24
Tabelle 10:	Entwicklung des Gasverbrauchs zur Strom- und Wärmeerzeugung – Vereinigtes Königreich, Italien, Niederlande, Dänemark, Finnland, Dänemark, Australien, USA; 1990-1998; Mio. m ³ , % -	25
Tabelle 11:	Elektrizitätsverbrauch – Vereinigtes Königreich, Norwegen, Schweden, Finnland, Dänemark, Niederlande, Australien, USA; 1990–1998; Mio. t RÖE –	27
Tabelle 12:	Elektrizitätsverbrauch nach Sektoren – Vereinigtes Königreich, Norwegen, Schweden, Finnland, Dänemark, Niederlande, Australien, USA; 1990–1998; Anteile –	28
Tabelle 13:	CO ₂ -Emissionen ausgewählter Länder und Reduktionsziele laut Kyoto-Protokoll – 1990, 1998; Mio. t, Prozent -	33
Tabelle 14:	Strompreise und Steuern für Industrie und Haushalte – Dänemark, Finnland, UK, Niederlande; 1999; Währung/kWh, % -	42
Tabelle 15:	CO ₂ -Steuersätze - Dänemark; 2000; DKK/GJ -	54
Tabelle 16:	CO ₂ -Steuersätze - Dänemark; 1996-2000; DKK/t CO ₂ -	54
Tabelle 17:	Energie-Steuersätze für Raumwärme im Industrie- und Handelssektor - Dänemark; 1996-2000; DKK/GJ -	54
Tabelle 18:	Energiesteuer (REB) – Niederlande; 1996-2001; ct _{NL} /kWh, ct _{NL} /m ³ -	57

Tabelle 19:	Stromsteuer – Schweden; 1995-2001; Öre/kWh -	59
Tabelle 20:	Internationale Quotenmodelle für regenerative Stromerzeugung	64
Tabelle 21:	Installierte Kapazitäten regenerativer Stromerzeugung - UK; 1995-1999; MW (DNC) -	67
Tabelle 22:	Anzahl, Kapazitäten und Realisierungsgrad erneuerbarer Erzeugungsanlagen im Rahmen von NFFO 1-5 – England/Wales; Stand 30.06.2000; Anzahl, MW; % -	69
Tabelle 23:	Aufkommen und Verwendung der Fossil Fuel Levy	70
Tabelle 24:	Entwicklung der Quotenhöhe – England/Wales; 2001-2010; TWh, %-	73
Tabelle 25:	Angebote auf dem Markt für grünen Strom - England/Wales; 2001 –	75
Tabelle 26:	Installierte Kapazitäten von Wind-, Wasser- und Photovoltaik- anlagen – Niederlande, 1989-1997; MW -	76
Tabelle 27:	Regenerative Stromerzeugung – Kalifornien; 1990-1999, % -	80
Tabelle 28:	Förderung regenerativer Energien durch IOUs – Kalifornien; 1998-2001; Mio. US-\$ -	81
Tabelle 29:	Allokation der Fördermittel - Kalifornien, 1998-2001, Mio. US-\$ -	82
Tabelle 30:	Förderung existierender Erzeugungsanlagen – Kalifornien; 1998-2001; Mio. US-\$, % -	82
Tabelle 31:	Zielwert und Preisobergrenzen für Prämienzahlungen für existierende Technologien - Kalifornien; 1998-2001; US-cents/kWh -	83
Tabelle 32:	Durchschnittliche Prämienzahlungen für existierende Technologien - Kalifornien; 1998-2001; US-cents/kWh -	83
Tabelle 33:	Ergebnisse der ersten Ausschreibungsrunde – Kalifornien, 1998 –	84
Tabelle 34:	Ergebnisse der zweiten Ausschreibungsrunde – Kalifornien, 2000 –	85
Tabelle 35:	Ergebnisse aller Ausschreibungsrunden – Kalifornien, 2000 –	85
Tabelle 36:	Bonuszahlung für regenerativen Strombezug - Kalifornien; 1998–2001; US-cents/kWh –	86
Tabelle 37:	Durchschnittliche Preise für Zertifikate - Kalifornien; Mai 1999 – April 2000; US-cents/kWh –	88

Tabelle 38:	Budgets der IOUs für Energieeffizienzmaßnahmen – Kalifornien; 1998-2001; Mio. US-\$ -	92
Tabelle 39:	Budgets der POUs für Energieeffizienzmaßnahmen – Kalifornien; 1999; Mio. US-\$, % -	93
Tabelle 40:	Ziele und Finanzierung der Standard of Performance 2 – England/Wales; 1998-2000; Mio. £, GWh -	96
Tabelle 41:	Zielwerte für SoP 3 in Abhängigkeit der Kundenanzahl	97

Studienergebnisse

Die Liberalisierung der Strom- und insbesondere der Gasmärkte befindet sich in den meisten Ländern noch in der Anfangsphase. In Europa liegen nur für das Vereinigte Königreich Erfahrungen über den Zeitraum eines Jahrzehnts (Strom und Gas) und in Skandinavien über ein Jahr (Strom) vor. In den übrigen Mitgliedstaaten der EU mit Ausnahme Deutschlands bestehen auf dem Strommarkt noch erhebliche rechtliche Zugangsbeschränkungen (Marktöffnungsgrad zwischen 27% und 46%), auf dem Gasmarkt bestehen nur im Vereinigten Königreich und Deutschland keine rechtlichen Zugangsbeschränkungen mehr (alle Kunden sind „zugelassen“). Die faktische Marktöffnung geht zudem weniger weit als die rechtliche. Entwickelte Märkte bestehen in Europa bisher nur im Vereinigten Königreich (Strom und Gas) und in Skandinavien (Strom). Wir haben deshalb auch außereuropäische Liberalisierungserfahrungen (USA, Australien) herangezogen und je nach Fragestellung (Einfluss der Liberalisierung auf Energieträgerwahl, Kraft-Wärme-Kopplung, Energieeffizienzmaßnahmen, regenerative Stromerzeugung usw.) diejenigen Länder herangezogen, aus deren (begrenzten) Erfahrungen am meisten über den Einfluss der Liberalisierung auf die Verfolgung umwelt- und klimapolitischer Ziele gelernt werden kann.

Insgesamt zeigt sich, dass die Liberalisierung umwelt- und klimapolitische Ziele marktendogen eher unterstützt als ihnen zuwider läuft. Entscheidend bleibt jedoch der Einsatz umwelt- und klimapolitischer Instrumente. Die traditionell eingesetzten Instrumente können unverändert oder nach gewissen Anpassungen auch unter den neuen Marktbedingungen weiter eingesetzt werden. Soweit es sich um marktsteuernde Instrumente handelt, können sie sogar effizienter wirken als im früheren monopolistischen Ordnungsrahmen. Bisher dominieren auch in den untersuchten Ländern weiterhin direkte staatliche Gebote/Verbote und Festlegungen von Fördermitteln, marktliche Ansätze sind selten oder erst in der Entstehung. Alle in den untersuchten Ländern eingesetzten umwelt- und klimapolitischen Instrumente könnten prinzipiell auch in Deutschland verwendet werden.

Die Liberalisierung der Strom- und Gasmärkte beeinflusst die Verfolgung umwelt- und klimapolitischer Ziele im Energiebereich direkt durch Veränderungen bei Energieangebot und -nachfrage und indirekt, indem sie die Bedingungen für den Einsatz umwelt- und klimapolitischer Instrumente verändert.

Liberalisierungsbedingte Veränderungen bei Energieangebot und -nachfrage

Die Liberalisierung kann umwelt- und klimapolitische Ziele direkt dadurch fördern oder beeinträchtigen, dass die Marktakteure im Wettbewerb andere umweltrelevante Entscheidungen treffen als im früheren Monopolsystem. Die Studie zeigt zunächst, wie sich die Unternehmens- und Marktstruktur durch die Marktöffnung verändert hat und untersucht anschließend die bisherigen Marktergebnisse (Erzeugungsbasis, Verbrauch, Emissionen, Preise, Netzinfrastruktur und Importe/Exporte) und ihre Auswirkungen auf die klimapolitischen Ziele.

Neue Unternehmens- und Marktstrukturen

Die grundlegendsten Veränderungen hat die Liberalisierung bei den Markt- und Unternehmensstrukturen gebracht. Dort wo früher in Erzeugung und Vermarktung ein Staatsmonopol bestand, hat sich eine differenziertere Marktstruktur mit mehreren oder vielen Anbietern herausgebildet. Dies erforderte im Erzeugungs-/Beschaffungsbereich Struktureingriffe des Staates zur Aufspaltung der alten Monopole. Umgekehrt führt die Liberalisierung dort, wo historisch eine Vielzahl kleiner Unternehmen bestand, deren Größe und Zuschnitt meist durch Gebietsgrenzen politischer Einheiten bestimmt waren, zu einer Verringerung der Zahl selbständiger Unternehmen durch Übernahme o-

der Zusammenschluss zu größeren, leistungsfähigeren Einheiten. Über alle Stufen hinweg ist eine starke Internationalisierung zu beobachten. (Die Studie verdeutlicht diese Trends exemplarisch an den Entwicklungen in England/Wales und Schweden).

Die Veränderungen der Unternehmens- und Marktstrukturen im Zuge der Liberalisierung sind das Ergebnis ganz unterschiedlicher Prozesse. Zum einen sind sie politikgetrieben: In Ländern mit dominierenden Staatsmonopolen in der Strom- und/oder Gasversorgung ist der Übergang zur Marktsteuerung nur dadurch zu erreichen, dass die den Wettbewerb ausschließende Marktstruktur des Staatsmonopols durch direkte Struktureingriffe des Staates (Privatisierung, Unternehmensaufspaltung) verändert wird. Zum anderen sind sie marktgetrieben: Dies gilt für Länder und Marktstufen wo schon traditionell eine Mehrzahl von Anbietern existierte. Hier sind die Veränderungen der Unternehmensstrukturen nicht politisch erzwungen worden, sondern durch die Markterwartungen der Unternehmen bestimmt. Sie sind der Versuch, international leistungsfähige Unternehmenseinheiten zu schaffen und Unternehmenswachstum auf einem stagnierenden oder nur schwach wachsenden Strommarkt durch Akquisitionen zu erreichen.

Die Bedingungen für (umwelt-) politische Einflussnahme auf die Unternehmen werden durch die neuen Markt- und Unternehmensstrukturen grundlegend geändert. Die Möglichkeiten der direkten politischen Einflussnahme auf lokaler/regionaler Ebene werden durch Privatisierung, die Bildung größerer Unternehmenseinheiten und deren Internationalisierung eingeschränkt. Die Liberalisierung führt auf diesem Wege zu Kompetenzverlagerungen bei den Trägern der Umweltpolitik, was die Möglichkeiten einer aktiven Umweltpolitik aber nicht einschränken muss.

Marktbestimmtes Verhalten der Unternehmen

Das stärker marktbestimmte Verhalten der Unternehmen auf liberalisierten Märkten führt nicht zwangsläufig zu einer Beeinträchtigung umwelt- und klimapolitischer Ziele.

Die Erweiterung des Produktangebots von der bloßen Lieferung des Energieträgers zu einem komplexeren Gesamtangebot einschließlich energiebezogener Dienstleistungen, die der Rationalisierung der Energieanwendung und der Energieeinsparung dienen, kann von größeren, nicht lokal/regional begrenzten Unternehmen durch stärkere Ausschöpfung von Größen- und Verbundvorteilen kostengünstiger und in größerem Umfang realisiert werden.

Unmittelbar umweltrelevant sind die Entscheidungen der Unternehmen über die Energieträgerbasis der Stromerzeugung bei direktem Wettbewerb auf den Strom- und Gasmärkten (im Vergleich zur früheren Monopolsituation). Wir haben die Veränderungen der Stromerzeugungsstrukturen in England/Wales, Skandinavien, den Niederlanden, Australien und den USA nach Energieträgern und die Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung untersucht. Veränderungen der Stromerzeugungsstrukturen vollziehen sich wegen der langen Lebensdauer von Kraftwerken nur langsam. Dennoch zeigt die Untersuchung den Trend, dass Gas und regenerative Energien die Gewinner im Substitutionswettbewerb waren. Gas hat sich aus wirtschaftlichen Gründen durchgesetzt (wegen niedriger Kapitalkosten, kurzer Kapitalbindungszeit und hoher Wirkungsgrade), der wachsende Marktanteil der erneuerbaren Energien war energiepolitisch bestimmt (s.u. zu den Instrumenten) und konnte auch bei Wettbewerb auf dem Strommarkt durchgesetzt werden. Insgesamt dürfte die Liberalisierung den Trend zu umweltfreundlicheren Energieträgern eher gefördert haben und durch Wirkungsgradsteigerungen im Zuge von Kraftwerkserneuerungen und -ersatz zur Energieeinsparung und Emissionsminderung beigetragen haben.

Die gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme kann, wenn bestimmte Auslegungsanforderungen eingehalten und CO₂-arme Energieträger eingesetzt werden, gegenüber der ungekoppelten Erzeugung den Brennstoffeinsatz und die Emissionen verringern. Die Liberalisierung führt nicht zu einer Schlechterstellung der Kraft-Wärme-Kopplung. Die betriebswirtschaftlichen Vorteile von KWK-Anlagen bleiben auch im Wettbewerb bestehen: Der höhere Nutzungsgrad der eingesetzten Energie schlägt sich in geringeren Brennstoffkosten nieder, die größere Netznähe zum Kunden bei dezentraler Einspeisung - wenn die Einspeiseentgelte für Netznutzung entsprechend differenziert sind - in einem höheren Erlös frei Kraftwerk; der direkte Gas-zu-Gas-Wettbewerb kann die Position dezentraler Kraft-Wärme-Kopplung durch günstigere Gasbezugspreise verbessern. Die Umweltvorteile aus geringeren Emissionen werden durch den Markt allerdings nur vergütet, wenn politisch ein Preis auf Emissionen gesetzt wird. Die Länderuntersuchungen zur Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung unter der Liberalisierung zeigen, dass es in keinem der untersuchten Länder zu einer Beeinträchtigung der KWK-Entwicklung durch die Liberalisierung des Strommarkts kam. Dies ist nicht überraschend, da KWK in vielfältiger Weise gefördert wird und Fördermaßnahmen zwar an die veränderten Marktbedingungen angepasst werden müssen, aber auch unter der Liberalisierung fortgeführt werden können.

Preis-, Verbrauchs- und Emissionsentwicklung

Die Studie beschränkt sich auf die Darstellung der Strompreisentwicklung. Die Liberalisierung der Gasmärkte setzt in Europa - mit Ausnahme des Vereinigten Königreichs - erst ein, so dass die Auswirkungen auf die Gaspreise noch nicht abschätzbar sind. Im Vereinigten Königreich sind die Gaspreise im Zuge der Marktöffnung zunächst gefallen, seit der Anbindung an das kontinentaleuropäische Gasnetz sind sie jedoch stärker durch das Gaspreisniveau auf dem Kontinent bestimmt, wo die Gasmarktliberalisierung erst am Anfang steht.

Die Strompreise sind zwar durch die Liberalisierung gesunken, die Entwicklung im einzelnen war aber keineswegs einheitlich und neben dem Wettbewerbsdruck in der Erzeugung und dem Regulierungsdruck im Netzbereich, die beide wiederum von and zu Land sehr unterschiedlich waren, wurde die Strompreisentwicklung stark von Kosteneinflüssen bestimmt, die außerhalb der Liberalisierung lagen. Hierzu rechnen insbesondere die Primärenergieträgerpreise. Die realen Strompreise frei Kraftwerk (wholesale electricity prices) verringerten sich beispielsweise in den 1980er Jahren wegen des Verfalls der Primärenergiepreise stärker als in den 1990er Jahren, als die Liberalisierung einsetzte. Bisher liegt unseres Wissens bisher keine Untersuchung vor, die den Einfluss der Liberalisierung auf die Strompreise methodisch isoliert und im Ländervergleich analysiert hat.

Für die Verbrauchsentscheidungen sind nicht die Erzeugerpreise für Strom sondern Verbraucherpreise einschl. aller Steuern und sonstigen Belastungen maßgeblich. Liberalisierungsbedingte Kosten- und Preissenkungen müssen nicht auf die Verbraucherpreise durchschlagen, sondern können durch Steuern und sonstige Belastungen kompensiert oder überkompensiert werden. Für Industriekunden sind die Belastungen aus Stromsteuer u. ä. in der Regel gering, bei Haushaltskunden können sie ganz erheblich sein. Beispielsweise macht die Stromsteuer in Dänemark rund die Hälfte des Haushaltstrompreises aus, während in Finnland und den Niederlanden wesentlich moderatere Stromsteuersätze gelten und im Vereinigten Königreich keine Verbrauchssteuer auf Strom erhoben wird.

Entsprechend vorsichtig muss man bei Aussagen über die Auswirkungen der Liberalisierung auf den Stromverbrauch (im Vergleich zu einer Referenzentwicklung ohne Liberalisierung) sein. Bei Industriekunden dürften die Verbraucherpreise liberalisierungsbedingt niedriger sein und der

Stromverbrauch entsprechend höher. (Größtverbraucher, deren Strompreise schon vor der Strommarktliberalisierung, bedingt durch den internationalen Standortwettbewerb, durch ausländische Konkurrenzangebote bestimmt waren, haben ihre Preissituation durch die Liberalisierung kaum verbessern können.) Bei Haushalten und anderen Kleinkunden entscheidet vor allem die Belastung mit Stromsteuern u. ä. darüber, ob eine Verbrauchssteigerung wegen niedrigerer Verbraucherpreise zu erwarten ist.

Auch zur Auswirkung der Liberalisierung auf die Emissionen aus der Stromerzeugung lassen sich nur Tendenzaussagen machen: Der Wettbewerbsdruck, dem die Stromerzeuger ausgesetzt werden, gibt stärkere Anreize zur Kostenreduktion, auch zur Einsparung von Primärenergie durch höhere Umwandlungswirkungsgrade. Dies reduziert die Emissionen tendenziell. Die Liberalisierung hat den Trend zu umweltfreundlicheren Energieträgern in der Stromerzeugung nicht gebremst. Erdgas und regenerative Energien waren die Gewinner im Substitutionswettbewerb in den europäischen Ländern, die ihren Strommarkt liberalisiert haben. Auch dies hat die Emissionen der Stromversorgung tendenziell verringert. Andererseits begünstigen liberalisierungsbedingt gesunkene Strompreise einen steigenden Stromverbrauch und damit steigende Emissionen.

Die Länderstudien zeigen ein uneinheitliches Bild der Emissionsentwicklung in den 1990er Jahren. Die spezifischen CO₂-Emissionen der Stromerzeugung (t CO₂/GWh) konnten in Ländern mit starker Energieträgersubstitution (vor allem durch Ersatz von Steinkohle durch Gas) deutlich gesenkt werden. Das war der Fall in Dänemark, im Vereinigten Königreich und den Niederlanden. In Finnland, den USA und Australien blieben die spezifischen Emissionen im wesentlichen konstant. Die absoluten CO₂-Emissionen sind in allen untersuchten Ländern, wenn auch unterschiedlich stark, angestiegen. Nur im Vereinigten Königreich gelang zwischen 1990 und 1998 eine absolute Verringerung (- 6,5%).

Umwelt- und Klimapolitik unter den Bedingungen liberalisierter Märkte

Die Marktöffnung in der leitungsgebundenen Energieversorgung schafft für die Umwelt- und Klimapolitik nicht völlig neuartige Bedingungen sondern gleicht sie denen der übrigen Wirtschaftszweige an, die schon immer im Wettbewerb gestanden haben. Es bleibt eine breite Palette von Instrumenten und Maßnahmen verfügbar, die auch auf liberalisierten Strom- und Gasmärkten einsetzbar sind. Die Studie untersucht anhand von Länderbeispielen die Bereiche Energiesteuern, Förderung regenerativer Stromerzeugung, Energieeffizienzmaßnahmen und Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung.

Energiesteuern

Die Besteuerung des Energiesektors und eventuelle Veränderungen unter der Liberalisierung werden für Dänemark, die Niederlande und Schweden untersucht. Insgesamt zeigt sich ein sehr uneinheitliches Bild bezüglich Steuerhöhe, Steuerobjekten, Bemessungsgrundlagen, kompensierende Entlastungen bei anderen Steuern und Abgaben sowie Ausnahmeregelungen. Die Liberalisierung hat nicht zu grundlegenden Veränderungen geführt. In Dänemark und den Niederlanden bestanden schon vorher energie- und CO₂-bezogene Steuern, in Schweden wurde das Energiesteuersystem nicht mit der Liberalisierung sondern im Zuge des EU-Beitritts grundlegend verändert. Die Liberalisierung wird aber den Druck in Richtung auf eine EU-weite Harmonisierung der Energiebesteuerung verstärken.

Förderung regenerativer Stromerzeugung

Der Einsatz regenerativer Energien zur Stromerzeugung ist bisher durch eine Vielzahl staatlicher Förderprogramme und Hilfen, aber auch durch Abnahmeverpflichtungen zu Garantiepreisen gefördert worden. Diese Förderinstrumente bleiben nach entsprechenden Anpassungen (insbesondere bei der Mittelaufbringung) auch auf liberalisierten Märkten weiter einsetzbar. Das Beispiel der Windstromerzeugung in Deutschland hat gezeigt, dass man die Stromerzeugung auf regenerativer Basis durch Sicherung eines Absatzmarktes (auf dem Wege der Abnahmeverpflichtung) verbunden mit einer Wirtschaftlichkeitsgarantie (durch Garantiepreise) schnell und massiv ausbauen kann. Durch die Marktöffnung bei Strom werden darüber hinaus die Anwendungsbedingungen für andere Instrumente verbessert, die Förderung mit Konkurrenz zwischen den Anbietern regenerativer Stromerzeugung verbinden. Die Studie stellt die Erfahrungen dar, die mit drei derartigen Instrumenten in verschiedenen Ländern gemacht wurden: Ausschreibungen, Quoten und Organisation eines Marktes für grünen Strom.

Die Förderung regenerativer Stromerzeugung durch Ausschreibungswettbewerb wird in England/Wales seit 1990 praktiziert. Eine jüngst vorgenommene Evaluierung verbucht als Erfolg die Preissenkungen für Strom aus regenerativen Quellen in den aufeinander folgenden Ausschreibungen, als Misserfolg den nur mäßigen Kapazitätsaufbau, der aber auch auf Schwierigkeiten bei der Genehmigung von Standorten zurückgeführt wird. In Kalifornien werden Fördermittel durch Ausschreibungswettbewerb vergeben: Die Anlagenbetreiber bieten die Prämienhöhe, bei der sie bereit sind, ein regeneratives Stromerzeugungsprojekt durchzuführen. Bisher liegen keine hinreichenden Erfahrungen vor, um dieses Instrument zu beurteilen.

Auch die Erfahrungen mit Quotenmodellen sind bisher sehr begrenzt. In den Niederlanden wurde 1998 ein Quotensystem als freiwillige Vereinbarung im Rahmen einer Selbstverpflichtung der Elektrizitätswirtschaft zur CO₂-Minderung geschaffen. Das Experiment liefert Anschauungsmaterial hinsichtlich einiger praktischer Umsetzungsprobleme, kann aber nur sehr begrenzt als empirischer Test für Quotensysteme dienen, da die Quote nicht verpflichtend war (in den ersten beiden Jahren auch nur zu rd. 60% erfüllt wurde), und kein zentraler Handelsplatz für Zertifikate geschaffen wurde, was angesichts des geringen Quotenvolumens möglicherweise auch zu Liquiditätsproblemen geführt hätte. In England/Wales wurde als Nachfolgeregelung zum Ausschreibungswettbewerb ein Quotenmodell beschlossen, das voraussichtlich 2002 in Kraft treten wird.

Grüner Strom stellt in allen untersuchten Ländern einen Nischenmarkt dar. Die im Zuge der Liberalisierung entstehenden Strombörsen können auch neue Impulse für die Vermarktung von grünem Strom geben. Interessant sind in diesem Zusammenhang die Ansätze für die Schaffung eines elektronischen Handelsplatzes für grüne Stromprodukte (APX Green Ticket Market) in Kalifornien.

Insgesamt steht die Integration der Stromerzeugung aus regenerativen Quellen in den liberalisierten Strommarkt durch Einbeziehung der regenerativen Energiequellen in den Stromerzeugungswettbewerb erst am Anfang. Es dominiert die direkte staatliche Intervention, die regenerative Stromerzeugung vom restlichen Strommarkt isoliert und dem Wettbewerb entzieht. Versuche, Förderung und Wettbewerb zu integrieren finden sich nur vereinzelt und ansatzweise. Effizienzgewinne durch Märkte für Umweltentlastungsbeiträge (verwiesen sei auf den Handel mit SO₂-Permits in den USA), sind bisher in der Stromerzeugung noch nicht erschlossen. Hinderlich für den Wettbewerb wirkt sich aus, dass die Techniken der Stromerzeugung aus regenerativen Quellen noch kein Reifestadium erreicht haben und die Förderung ebenso (oder mehr) auf Technikentwicklung und zukünftige Umweltschutzbeiträge als auf heutigen Umweltschutz abzielt. Mit wachsendem Anteil an der Stromerzeugung wird es aber dringlicher, auch bei der Nutzung regenerativer Quellen die Wahl von Techniken und Standorten einer Kontrolle durch den Markt auszusetzen.

Energieeffizienz/Demand-Side-Management

Die Förderung von effizienter Energienutzung und Energiesparung durch staatlich finanzierte Programme oder durch Maßnahmen von Strom- und Gasunternehmen ist in vielen Ländern verbreitet. Wir haben anhand der Entwicklung in Kalifornien, England/Wales und Dänemark untersucht, wie sich die Liberalisierung auf derartige Programme und Maßnahmen ausgewirkt hat.

In Kalifornien ist die Praxis beibehalten worden, die Stromversorgungsunternehmen zu Energieeffizienzprogrammen zu verpflichten. Die Programme werden auch weiterhin über Aufschläge auf die Stromrechnung der Verbraucher finanziert. Die Vorbehalte, die seit langem von ökonomischer Seite gegen solche Programme erhoben worden sind, bestehen weiter. Ob derartige Programme und ihre Finanzierung auf Dauer mit Wettbewerb auf dem Strommarkt vereinbar sind, bleibt abzuwarten.

Auch in England/Wales sind die regionalen Stromversorgungsunternehmen (REC) seit den frühen 1990er Jahren zu Einsparprogrammen verpflichtet worden, die durch Aufschläge auf die Stromrechnung kleiner und mittlerer Kunden in Höhe von rd. 1 £ finanziert wurden. Diese Praxis soll auch nach 2002 fortgesetzt werden und betrifft sowohl Strom- als auch Gasversorgungsunternehmen.

In Dänemark wurde in den 1990er Jahren ein Elektrizitätssparfonds eingerichtet, der aus Haushaltsmitteln, später auch aus dem Stromsteueraufkommen, gespeist wurde und Programme zur Substitution von Stromheizungen durch Fernwärme und Erdgas sowie für die Entwicklung und Verbreitung energiesparender elektrischer Geräte finanzierte. Im Jahr 2000 trat ein Energiespargesetz in Kraft, das dem Energieminister weitreichende Befugnisse einräumt und sich auch auf Energiesparaktivitäten von Elektrizitätsunternehmen erstreckt.

Insgesamt zeigt sich, dass sich an der Vielzahl von staatlichen Interventionen zur Förderung effizienter Energienutzung durch die Liberalisierung wenig geändert hat.

Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung

Die Auswirkungen der Liberalisierung auf die Kraft-Wärme-Kopplung werden für die drei Länder mit den höchsten KWK-Anteilen an der Stromerzeugung (Dänemark mit rd. 50%, die Niederlande mit rd. 40% und Finnland mit rd. 30%) sowie für das Vereinigte Königreich mit der längsten Liberalisierungserfahrung untersucht. In Dänemark wurde die Kraft-Wärme-Kopplung seit den 1970er massiv unterstützt und stark ausgebaut. Die Förderung ist an die Marktöffnung auf dem Strommarkt angepasst worden, so dass sie weiterhin gesichert erscheint. Dagegen wird die KWK-Entwicklung in den Niederlanden wegen der wettbewerblichen Öffnung des Strommarkts vielfach als unsicher angesehen. Im Unterschied zu Dänemark und den Niederlanden hat sich der hohe KWK-Anteil in Finnland weitgehend ohne staatliche Unterstützung entwickelt. Die Strommarktöffnung hat die Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung nicht beeinträchtigt. Im Vereinigten Königreich ist die Stromerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung im wesentlichen auf die Industrie beschränkt, da es praktisch keine Fernwärme gibt. Die KWK-Stromerzeugung ist, obwohl nur KWK auf Basis erneuerbarer Energien gefördert wurde, zwischen 1991 und 1999 um über 80% gesteigert worden. Bis zum Jahr 2010 soll die KWK-Kapazität mehr als verdoppelt werden. Zu diesem Zwecke sollen Anlagen, die Mindeststandards erfüllen, durch Befreiung von der Klimaschutzabgabe und verbesserte Abschreibungsmöglichkeiten gefördert werden.

Die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für die Kraft-Wärme-Kopplung sind in den untersuchten Ländern extrem unterschiedlich. Klimatische Bedingungen und die durch den Waldreichtum des

Landes geprägte Industriestruktur haben in Finnland sehr breite Anwendungsmöglichkeiten für KWK eröffnet, während die historisch frühe Erschließung des Wärmemarktes durch Gas im Vereinigten Königreich die Entstehung einer nennenswerten Fernwärmeversorgung unterbunden hat. Ohne starke Förderpolitik hat die Kraft-Wärme-Kopplung in beiden Ländern ihren Marktanteil auch unter der Liberalisierung gesteigert. In Dänemark und den Niederlanden wurde der hohe KWK-Anteil durch massive Förderung aus energie- und umweltpolitischen Gründen erreicht. Die weitere Entwicklung der KWK ist deshalb stärker durch politische Entscheidungen darüber bestimmt, welcher Stellenwert der KWK im Gesamtrahmen der Umwelt- und Klimapolitik eingeräumt wird.

Fazit

Die Liberalisierung der Strom- und Gasmärkte stellt die Umwelt- und Klimapolitik nicht vor völlig neuartige Herausforderungen. Vielmehr gleichen sich die Bedingungen denjenigen in den übrigen Wirtschaftszweigen an, die schon immer im nationalen und internationalen Wettbewerb gestanden haben. Die Liberalisierung setzt durch den höheren Rationalisierungsdruck und die stärkere Marktorientierung Entwicklungen in Gang, welche die umwelt- und klimapolitischen Ziele marktendogen eher befördern als behindern. Im Zuge der Liberalisierung entstehen neue organisierte Märkte und neuartige Handelsformen. Die Umwelt- und Klimapolitik hat die dadurch eröffneten Möglichkeiten, Märkte zur Erreichung ihrer Ziele zu einzusetzen, bisher erst ansatzweise genutzt.

Zusammenfassung

Das Gutachten umfasst zwei Teile:

- I Einfluss der Liberalisierung auf Energieangebot und -nachfrage
 - II Instrumente der Umweltpolitik zur Förderung von regenerativer Stromerzeugung, Energieeffizienzmaßnahmen und Kraft-Wärme-Kopplung
- I Einfluss der Liberalisierung auf Energieangebot und -nachfrage**

Kapitel 1 und 2 Stand der Marktöffnung

Einführend wird kurz der Stand der Marktliberalisierung in der EU und die angestrebte Beschleunigung der Marktöffnung dargestellt. In Europa liegen nur für das Vereinigte Königreich Erfahrungen über den Zeitraum eines Jahrzehnts (Strom und Gas) und in Skandinavien über ein Jahr (Strom) vor. In den übrigen Mitgliedstaaten der EU mit Ausnahme Deutschlands bestehen auf dem Strommarkt noch erhebliche rechtliche Zugangsbeschränkungen (Marktöffnungsgrad zwischen 27% und 46%), auf dem Gasmarkt bestehen nur im Vereinigten Königreich und Deutschland keine rechtlichen Zugangsbeschränkungen mehr (alle Kunden sind „zugelassen“). Die faktische Marktöffnung geht zudem weniger weit als die rechtliche. Entwickelte Märkte bestehen in Europa bisher nur im Vereinigten Königreich (Strom und Gas) und in Skandinavien (Strom). Wir haben deshalb auch außereuropäische Liberalisierungserfahrungen (USA, Australien) herangezogen.

Kapitel 3 Strommarkt- und Unternehmensentwicklung

Das Kapitel zeichnet die Entwicklung der Markt- und Unternehmensstruktur auf dem Elektrizitätsmarkt im Wettbewerb nach. Für den Gasmarkt liegen noch keine hinreichenden übertragbaren Erfahrungen vor. Als Fallstudien behandeln wir England/Wales wegen der längsten Erfahrung mit der Liberalisierung und Schweden, weil die dortige Unternehmensstruktur der in Deutschland am nächsten kommt.

England/Wales

In England/Wales wurde die Liberalisierung durch die Privatisierung und Aufspaltung des nationalen Erzeugungsmonopols eingeleitet. Die Marktanteile von National Power und PowerGen wurden in den Folgejahren durch weitere Abspaltung verringert. Durch den Eintritt von neuen Wettbewerbern hat sich inzwischen eine differenzierte Marktstruktur in der Stromerzeugung gebildet. Stromverteilung und Verkauf lag ursprünglich in der Hand von zwölf regionalen Versorgungsunternehmen (REC). Durch Fusionen, Übernahmen und Beteiligungen haben sich diese Strukturen im letzten Jahrzehnt grundlegend gewandelt. Mittlerweile befinden sich von den 21 Unternehmen, die in Stromverteilung und -verkauf tätig sind, 11 in der Hand ausländischer Investoren.

Schweden

Die Marktöffnung hat in Schweden Veränderungen in der Unternehmensstruktur beschleunigt, die schon vorher eingesetzt hatten, insbesondere eine Konsolidierung in der Stromverteilung (die Zahl der Verteilungsunternehmen hat sich um ein Drittel verringert) und im Stromhandel (Zusammenschluss zu Handelsgesellschaften, Austritte aus dem Stromhandel), Konzentration in der Stromerzeugung und Marktzutritt ausländischer Unternehmen.

Ähnlich schnelle und tiefgreifende Änderungen hat die Marktöffnung in allen Ländern mit sich gebracht. Kennzeichnend ist im Wettbewerb die Herausbildung großer, international tätiger Unternehmen, die überwiegend vertikal Stromerzeugung und Stromverkauf integrieren und zunehmend auch horizontal das Stromgeschäft vor allem mit dem Gasgeschäft verbinden.

Kapitel 4 Erzeugungsbasis und Verbrauch

Kapitel 3 dokumentiert die Entwicklung von Erzeugung und Verbrauch in Ländern mit unterschiedlich weit fortgeschrittener Strommarktliberalisierung (England/Wales, Skandinavien, Niederlande, Australien und USA). Dargestellt wird die Entwicklung des Energieträgereinsatzes zur Stromerzeugung, der Erzeugungskapazitäten und des Strom- und Gasverbrauchs.

Energieträgereinsatzes zur Stromerzeugung

Die Liberalisierung hat zwar neue Entwicklungen wie den verstärkten Gaseinsatz und einen Abbau von Überkapazitäten eingeleitet, wegen der langen Lebensdauer der Anlagen ist die Stromerzeugungsbasis aber nach wie vor sehr stark durch die in den Ländern unterschiedliche historische Entwicklung geprägt. In den auf Wasserkraft und Kernenergie basierenden Stromerzeugungssystemen Norwegens und Schwedens ebenso wie in den stark kohlebasierten Systemen in Australien und den USA hat sich die Energieträgerstruktur kaum verändert. Im Vereinigten Königreich sind Kohle und Öl sehr stark durch Gas ersetzt worden, eine Entwicklung, die direkt mit der Liberalisierung zusammenhängt. In Finnland ist Kohle durch erneuerbare Energien ersetzt worden, in Dänemark und in den Niederlanden durch Gas und erneuerbare Energien.

Gewinner im Substitutionswettbewerb waren Gas und regenerative Energien. Gas hat sich aus wirtschaftlichen Gründen durchgesetzt, das Vordringen der erneuerbaren Energien war energiepolitisch bestimmt. Die Liberalisierung dürfte den Trend zu umweltfreundlicheren Energieträgern in der Stromerzeugung eher gefördert haben.

Stromerzeugungskapazitäten

Die Erzeugungskapazitäten haben sich in den einzelnen Ländern zwischen 1990 und 1998 sehr unterschiedlich entwickelt. In Dänemark stiegen die Erzeugungskapazitäten um ein Drittel, in Finnland um ein Fünftel. Auch in den Niederlanden und in Finnland lag der Kapazitätszuwachs noch über 10%. In Norwegen stagnierten die Kapazitäten und in drei Ländern (UK, Schweden, USA) fand - trotz steigendem Stromverbrauch - ein Kapazitätsabbau statt.

Stromverbrauch

Im Stromverbrauch hat die Liberalisierung bisher nicht zu grundlegenden Änderungen geführt. Die Liberalisierung hat zwar den Trend real sinkender Strompreise verstärkt und dies führt entsprechend der Preiselastizität der Stromnachfrage - unter sonst gleichen Bedingungen - zu einem höheren Stromverbrauch. Die Höhe des Stromverbrauchs hängt darüber hinaus aber von vielen weiteren Faktoren ab wie der Substitution anderer Energieträger durch Strom, der Effizienzsteigerung in der Stromnutzung u.a. Insgesamt ist das Bild uneinheitlich: Vier der untersuchten Ländern (Finnland, Niederlande, Australien und USA) zeigen relativ hohe Wachstumsraten des Stromverbrauchs (rd. 2,5 % p.a.), in drei Ländern (UK, Norwegen, Dänemark) ist das Verbrauchswachstum nur halb so stark, in Schweden stagniert der Stromverbrauch.

Gasverbrauch

Die Liberalisierung hat den Mehreinsatz von Gas in der Verstromung unterstützt (s.o.). Die Zuwachsraten des Gases auf dem Wärmemarkt waren deutlich geringer. Ein Einfluss der Liberalisierung auf den Gasverbrauch ist (noch) nicht zu identifizieren.

Kapitel 5 Emissionen

Die spezifischen CO₂-Emissionen (t CO₂/GWh) entwickelten sich im Zeitraum 1990-1998 in den untersuchten Ländern uneinheitlich: deutlicher Rückgang in Dänemark, dem Vereinigten Königreich und den Niederlanden, im wesentlichen konstante spezifische Emissionen in Finnland, den USA und Australien. Dazu hat wesentlich die unterschiedlich starke Energieträgersubstitution in der Stromerzeugung beigetragen.

Die absoluten CO₂-Emissionen sind in allen untersuchten Ländern, wenn auch unterschiedlich stark, angestiegen. Nur im Vereinigten Königreich gelang zwischen 1990 und 1998 eine absolute Verringerung (- 6,5%).

Die dargestellten Emissionsentwicklungen hängen sowohl von den zugrunde liegenden Niveaus der Energienachfrage als auch den Energieerzeugungsstrukturen ab. Beide werden von verschiedenen Faktoren (Wirtschaftswachstum, energietechnischer Fortschritt, Preisentwicklungen u.a.) bestimmt, die wiederum, jedoch nur teilweise, durch die Energiemarktliberalisierung beeinflusst werden. Daher ist der quantitative Einfluss der Liberalisierung auf die Emissionsentwicklungen praktisch kaum identifizierbar. Mit der Liberalisierung sind gegenläufige Einflüsse auf die Emissionen verbunden: Stärkere Anreize zur Kostenreduktion und Einsparung von Primärenergie verringern tendenziell Emissionen. Andererseits begünstigen liberalisierungsbedingt gesunkene Strompreise einen steigenden Stromverbrauch und damit steigende Emissionen. Die stärkere Verdrängung von Kohlen durch Gas trägt zur Emissionsminderung bei.

Kapitel 6 Entwicklung der Strompreise

Preisentwicklung an Strombörsen

In England/Wales, Skandinavien, den Niederlanden, Australien und Kalifornien lässt sich die Entwicklung der Erzeugerpreise für Strom anhand von Börsenpreisen nachvollziehen. Die längerfristige (nominale) Preisentwicklung im englisch/walisischen Power Pool und im skandinavischen Nord Pool zeigt keine dauerhaften Niveauveränderungen sondern Schwankungen um ein etwa konstantes Niveau. Dabei ist zu beachten, dass die Preise im englisch/walisischen Pool zeitweise einer Price Cap unterlagen. Für die Niederlande, Australien und Kalifornien liegen nur kürzere Zeitreihen vor, die ebenfalls keinen systematischen Trend zeigen. Hervorstechend sind die extrem hohen Spotmarktpreise in Kalifornien seit dem Sommer 2000.

Verbraucherpreise für Strom

Dargestellt wird die Entwicklung der realen (inflationsbereinigten) Industrie- und Haushaltstrompreise in Skandinavien (Dänemark, Schweden, Finnland), den Niederlanden, dem Vereinigten Königreich, den USA und Australien in der Periode 1990-1999.

Die Industriestrompreise sind im Vereinigten Königreich am stärksten gesunken, größenordnungsmäßig um ein Viertel bis ein Drittel. Die Preise in Dänemark sind etwa um ein Viertel, in den Niederlanden um rd. ein Fünftel gesunken. In Schweden, Finnland und Australien scheinen die Industriestrompreise weniger stark gesunken zu sein. Das Ergebnis hängt, wie auch für die USA, stark vom verwendeten Preisindikator ab.

Im Gegensatz zu den Industriestrompreisen sind die realen Strompreise für Haushalte in einigen Ländern angestiegen oder im wesentlichen konstant geblieben. Am deutlichsten ist der Preisanstieg in Schweden. Im Vereinigten Königreich sind die Haushaltstrompreise dagegen um etwa ein Viertel gesunken.

Die Liberalisierung stellt nur einen von vielen Einflussfaktoren der Strompreisentwicklung dar. So hat der Rückgang der Primärenergiepreise in den 80er Jahren die Strompreise frei Kraftwerk (wholesale electricity prices) real stärker verringert als in den 90er Jahren.

Für die Verbraucherentscheidungen sind die Strompreise einschließlich aller Steuern und sonstigen Belastungen maßgeblich. Bei den Verbrauchssteuern auf Strom bestehen internationale große Unterschiede. In Dänemark beispielsweise entfallen vom Haushaltstrompreis über 50% (1999: 51%) auf die Stromverbrauchssteuer (excise tax). Berücksichtigt man zusätzlich die Umsatzsteuer, so entfallen 61% der Stromrechnung eines dänischen Haushalts auf Steuern. In Finnland und den Niederlanden sind die Verbrauchssteuern auf Strom wesentlich moderater; das Vereinigte Königreich erhebt keine Verbrauchssteuern auf Strom.

Insgesamt ist festzustellen, dass kein direkter Zusammenhang zwischen Strommarktliberalisierung und Umweltbelastung über die Strompreise besteht. Die mit der Liberalisierung entstandenen Strombörsen schaffen Preis- und Markttransparenz und fördern dadurch den Wettbewerbsprozess, sind aber nicht die Ursache sinkender oder steigender Marktpreise. Die Endverbraucherpreise für Strom sind real gesunken, allerdings war in keinem der untersuchten Länder eine so bruchhafte Strompreisentwicklung zu beobachten wie in Deutschland. Wenn dies politisch gewollt ist, können die Strompreise auch auf dem liberalisierten Markt durch Steuern und Abgaben erhöht werden.

Kapitel 7 Entwicklungen in der Netzinfrastruktur

Erfahrungen über die Auswirkungen der Liberalisierung auf den Netzbereich über einen längeren Zeitraum liegen für England/Wales vor. Die Investitionen des Übertragungsnetzbetreibers National Grid Company (NGC) in die Netzinfrastruktur zeigen deutliche Schwankungen, die durch einzelne Baumaßnahmen bestimmt sind, aber keinen einheitlichen Trend. Die Veränderungen der Netzlängen bei den Verteilungsnetzbetreibern sind vor allem durch Akquisitionen/Veräußerungen bestimmt. Relevanter zur Beurteilung der Liberalisierungswirkungen sind Indikatoren der Versorgungssicherheit wie Netzverfügbarkeit und ungeplante Unterbrechungen. Diese haben sich im Vereinigten Königreich seit 1990 verbessert.

Letztlich ist die Frage der Versorgungssicherheit und –qualität nicht abhängig von der Liberalisierung per se, sondern von der Güte der Netzregulierung.

Ein direkter Zusammenhang zwischen den Investitionen und der Entwicklung der Netzkapazitäten zum Erreichen umweltpolitischer Ziele kann nicht festgestellt werden.

Kapitel 8 Entwicklungen der Stromimport/-exportstrukturen

Der Stromaustausch in Europa ist durch unterschiedliche Faktoren bestimmt: den Verbundbetrieb über die Ländergrenzen hinweg, den (kurzfristigen) Austausch der Wasserkraftstromerzeuger mit den fossilen Kraftwerksparks (Tagesausgleich und saisonaler Austausch) und langfristige Export-/Importbeziehungen (vor allem Exporte von Frankreich nach Italien). Insgesamt sind die Austauschsalen, gemessen an der inländischen Erzeugung, im allgemeinen gering (Ausnahme: Italien). Wenn die einzelnen Länder in ähnlicher Weise Zugang zu Erzeugungstechnologien und Energieträgern haben und die Umweltstandards im wesentlichen einheitlich sind, kommt es auch bei

wettbewerblicher Öffnung nicht zu massiven Stromflüssen. Die verbrauchsnahe Stromerzeugung ist dann die kostengünstigste Lösung.

Anders ist die Situation wenn die Nutzung bestimmter Stromerzeugungstechniken (z.B. Kernenergie) in einzelnen Ländern aus politischen Gründen nicht möglich ist oder wenn die Erzeugungskosten – z.B. wegen unterschiedlicher Umweltstandards – sich zwischen einzelnen Regionen deutlich auseinanderentwickeln. Der Erzeugerwettbewerb auf dem europäischen Markt wird dann zur Verlagerung von Kraftwerksstandorten in die Regionen führen, in denen die Erzeugungskosten niedriger und die Technologiewahl weniger beschränkt ist.

Kapitel 9 Finanzielle Querverbindungen zwischen Energieversorgung und dem ÖPNV

Dieses kurze Kapitel stellt die finanziellen Querverbindungen zwischen der Energieversorgung (Strom, Gas) und dem Öffentlichen Personennahverkehr (ÖPNV) dar. Mit dem deutschen Querverbund vergleichbare Regelungen bestanden in Italien und bestehen noch in Österreich. In Italien war die Verbindung zwischen Energieversorgung und ÖPNV bei den großen Stadtwerken schon in der Vergangenheit gelöst worden. Gesetzlich sind jetzt alle Unternehmen verpflichtet, diese Verflechtung vor Ende 2001 aufzulösen und getrennte Kapitalgesellschaften zu gründen. Eine entsprechende Anpassung ist auch für Österreich zu erwarten.

Mit der Liberalisierung der Verkehrs- und (leitungsgebundenen) Energiemärkte kommt die Praxis der Querfinanzierung von zwei Seiten unter Druck. Der Rückgriff bestimmter Verkehrsanbieter auf Finanzierungsquellen aus dem Energiebereich verzerrt den Wettbewerb auf dem liberalisierten Verkehrsmarkt und könnte durch eine Klage vor dem EUGH zu Fall gebracht werden; der Wettbewerb auf dem Strom- und Gasmarkt wird diese Finanzierungsquellen weitgehend austrocknen.

Teil II Instrumente der Umweltpolitik zur Förderung von regenerativer Stromerzeugung, Energieeffizienzmaßnahmen und Kraft-Wärme-Kopplung

Kapitel 1 Energiesteuern

Das Kapitel skizziert einleitend die Bemühungen um eine EU-weite Besteuerung von Energie und stellt den Einsatz von Energiesteuern als Instrumente der Umweltpolitik in Dänemark, den Niederlanden und Schweden dar. Insgesamt zeigen sich große Unterschiede bei den Steuerobjekten, bei den Bemessungsgrundlagen, den kompensierenden Entlastungen bei anderen Steuern und Abgaben und nicht zuletzt bei den vielfältigen Ausnahmeregelungen.

Dänemark

In Dänemark wurde das seit 1977 bestehende Energiesteuersystem im Jahr 1993 umstrukturiert. Zusätzlich zur Energiesteuer, die sich am Energiegehalt der Energieträger bemisst, wurde eine CO₂-Steuer auf Dieselkraftstoff, leichtes und schweres Heizöl, Kohle, Erdgas sowie Strom eingeführt. Für die Industrie galten Sonderregelungen: Befreiung von der Energiesteuer und halber CO₂-Steuersatz (energieintensive Unternehmen rd. 35% des Normalsteuersatzes). In den Folgejahren wurden die Energiesteuersätze kontinuierlich erhöht, während die CO₂-Steuer konstant blieb.

1996 wurde eine weitere grundlegende Reform des Steuersystems in Kraft gesetzt: Für Industrie und Handel wurde eine Schwefelsteuer eingeführt. Energieintensive Industrieunternehmen können durch Selbstverpflichtungen im Bereich der Energieeffizienz Steuererleichterungen erhalten. Mehrbelastungen aus der energiebezogenen Besteuerung sollen durch Verringerung anderer Belastungen (insbesondere der Lohnnebenkosten) kompensiert werden.

Die steuerinduzierten Emissionsminderungen lassen sich nur schwer von den Auswirkungen anderer Faktoren (exogene Energiepreisveränderungen, weitere Förderprogramme, etc.) trennen. Nach Modellrechnungen könnten durch die Besteuerung bis zum Jahr 2005 rd. 1,2 Mio. t CO₂ vermieden werden. Dies entspricht 5% der CO₂-Emissionen aller mehrwertsteuerpflichtigen Unternehmen in Dänemark im Jahr 1996.

Niederlande

In den Niederlanden wurden die umweltorientierten Einzelabgaben auf bestimmte Energieträger im Jahr 1988 durch ein allgemeines System der Besteuerung von Energieträgern (ökologische Brennstoffsteuer) ersetzt. Mit der Steuerreform 1992 wurde die Höhe der Steuer zu je 50% an den Energie- und Kohlenstoffgehalt der Energieträger gekoppelt. Eine entscheidende Weiterentwicklung erfuhr das niederländische Energiesteuersystem im Jahr 1996. Zusätzlich zur existierenden „ökologischen Brennstoffsteuer“ wurde eine weitere Energiesteuer (Regulierende Energiebelastung – REB) eingeführt, die sich ebenfalls zu je 50% am Energie- und Kohlenstoffgehalt orientiert.

Das Aufkommen aus der REB-Energiesteuer wird einkommensneutral an die Besteuerten zurückgeben. Für die privaten Haushalte werden die Einkommensteuersätze entsprechend ihres Anteils am Steueraufkommen gesenkt, für Unternehmen werden die Körperschaftsteuersätze sowie die Lohnnebenkosten gesenkt. Stromerzeugung auf regenerativer Basis ist von der Steuer ausgenommen. Auf Verbraucherseite sind Gewächshausbetreiber, die einem starken internationalen Wettbewerbsdruck ausgesetzt sind, von der REB-Energiesteuer befreit.

Analysen der ökologischen Brennstoffsteuer, die 1992 eingeführt wurde, haben ergeben, dass die Lenkungswirkungen hin zu weniger CO₂-haltigen Energieträgern und somit geringeren Emissionen relativ gering ausfallen. Ob die Lenkungswirkung der REB-Energiesteuer höher zu bewerten ist, kann aufgrund ihrer zur Zeit erst kurzen Gültigkeit noch nicht beurteilt werden.

Schweden

Schweden änderte sein Energiesteuersystem nach dem EU-Beitritt grundlegend. Das im Jahr 1995 in Kraft getretene neue Energiesteuergesetz (LSE) enthält eine allgemeine Energiesteuer, eine CO₂-Steuer, eine Schwefelsteuer und eine Elektrizitätssteuer. Für industrielle Prozesse und die Beheizung von Gewächshäusern gelten weitreichende Ausnahmeregelungen.

Neben der Stromsteuer, die an den Verbrauch von Strom geknüpft ist, wird Kernenergie zusätzlich besteuert (Produktionssteuer). Eine Wasserkraftsteuer wurde mit Beginn des Jahres 1997 aufgehoben.

Kapitel 2 Förderung regenerativer Stromerzeugung

Das wichtigste Instrument zur Förderung der Stromerzeugung auf regenerativer Basis ist in Deutschland die Abnahmeverpflichtung verbunden mit garantierter Einspeisevergütung. Dieses Instrument wird auch in Dänemark (in Dänemark soll dieses Instrument durch ein Quotenmodell abgelöst werden), Spanien sowie seit neuestem in Frankreich zur Förderung von Stromerzeugung auf regenerativer Basis eingesetzt. Durch eine solche wirtschaftliche Absicherung lässt sich die regenerative Stromerzeugung auch auf einem liberalisierten Markt schnell und massiv steigern. In den bisher liberalisierten Ländern werden dagegen überwiegend Instrumente eingesetzt, die auch im geförderten Bereich der regenerativen Stromerzeugung Wettbewerbs Elemente einführen und die Stromerzeugung auf regenerativer Basis in den Stromwettbewerb integrieren statt durch eine Abnahmeverpflichtung einen geschützten Teilmarkt zu schaffen.

Das Kapitel untersucht die Ausgestaltung von derartigen Förderinstrumenten

- Ausschreibungen,
- Quoten,
- Organisation eines Marktes für grünen Strom

in drei Gebieten (England/Wales, den Niederlanden und Kalifornien).

England/Wales

Der Anteil regenerativer Energien am Primärenergieaufkommen lag im Vereinigten Königreich im Jahr 1999 knapp über 1%, wovon mehr als zwei Drittel zur Stromerzeugung eingesetzt wurden. Gut 3% des Stroms wurden auf regenerativer Basis erzeugt, davon rd. die Hälfte in Großwasserkraftanlagen.

Ausschreibungswettbewerb

Zwischen 1990 und 1998 wurden fünf Ausschreibungswettbewerbe mit jeweils leicht veränderten Modalitäten (bezüglich begünstigter Technologien, Laufzeiten der Verträge, Kontraktpreise) veranstaltet. Ziel war es, bis zum Jahr 2000 zusätzliche regenerative Erzeugungskapazität in Höhe von 1.500 MW (declared net capacity, DNC)¹ an den Markt zu bringen und die Kosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zu verringern. Die Förderzahlungen an die regenerativen Stromerzeuger wurden durch eine Abgabe auf die Stromrechnung (fossil fuel levy, FFL) finanziert.

Insgesamt wurden bis Mitte des Jahres 2000 erst 721 MW (DNC) in Betrieb genommen. Dies entspricht 22% der in den fünf Ausschreibungsrunden zum Zuge gekommenen Gesamtkapazität von 3.271 MW (DNC) und 48% des für das Jahr 2000 angestrebten Ziels von 1.500 MW (DNC). Ein Grund für die geringen Realisierungsraten sind fehlende Standortgenehmigungen. Hinzu kommt, dass viele der Projekte aus der vierten und fünften Ausschreibungsrunde (NFFO-4, 1997 und NFFO-5, 1998) voraussichtlich erst im Zeitraum 2002 - 2003 in Betrieb gehen werden, da die garantierten Einspeisungsverträge eine fünfjährige Bindungsfrist haben. Es gibt Schätzungen wonach bis zum Jahr 2003 insgesamt etwa 1.930 MW (DNC) installiert sein werden. Dies entspräche 59% der kontrahierten Gesamtkapazität und läge um mehr als ein Viertel über der Zielmarke von 1.500 MW (DNC).

Die mittleren Preise, zu denen in den Ausschreibungen Regenerativstrom kontrahiert wurde, haben sich zwischen 1990 (NFFO 1) und 1998 (NFFO 5) größenordnungsmäßig halbiert.²

In den Jahren 1999 und 2000 wurde im Rahmen der Neuregulierung des englisch/walisischen Elektrizitätsmarktes eine Neubewertung des Fördermechanismus vorgenommen. Als Erfolg wurden die Preissenkungen für Strom aus regenerativen Energien verbucht, als Misserfolg der nur mäßige Aufbau von Kapazitäten. Zudem war die Aufnahmeverpflichtung für regenerativen Strom mit der angestrebten Entbündelung von Stromverteilung und -verkauf bei den regionalen Versorgungsunternehmen (REC) nicht vereinbar.

¹ Die declared net capacity ist wesentlich niedriger als die Nennleistung der installierten Kapazität. Sie berücksichtigt die eingeschränkte Verfügbarkeit von Wind und Wasser und den Eigenverbrauch (beispielsweise Korrekturfaktor von 0,43 für Windenergieanlagen).

² Der einfache Vergleich der Preisgebote gibt jedoch ein etwas verzerrtes Bild. Erstens wurden in den ersten beiden Ausschreibungsrunden Verträge mit kürzerer Laufzeit (der garantierten Einspeisevergütung) ausgeschrieben, was zu höheren Gebotspreisen führte. Zweitens werden tendenziell eher die Projekte mit den niedrigsten Gebotspreisen nicht realisiert.

Quoten

Deshalb wurde die Einführung eines Quotenmodells beschlossen, das voraussichtlich am 1. April 2002 in Kraft treten wird. Dabei konnte auf die bereits in den Niederlanden und Dänemark gesammelten Erfahrungen zurückgegriffen werden. Auf eine technologiespezifische Förderung wie in den Ausschreibungen 1990-1998 (getrennte Ausschreibungen für Technologiebänder) wird verzichtet; es wird also nur ein Quote und nicht mehrere technologiespezifische Quoten geben. Wie in den Niederlanden und Dänemark wird Stromerzeugung ohne Differenzierung nach Umwelt- und Klimafreundlichkeit der unterschiedlichen regenerativen Stromerzeugungstechnologien quotiert. Zur Zeit noch marktferne Technologien wie Off-shore Windkraft und Energiepflanzen werden über direkte Investitionskostenzuschüsse gefördert. Die Quote wird schrittweise erhöht und soll im Jahr 2010 7,1% des Stromverbrauchs ausmachen. Insgesamt sollen regenerative Energien im Jahr 2010 10% zur Stromerzeugung beitragen; davon wären rd. zwei Drittel zertifiziert/quotiert, rd. ein Drittel nicht zertifiziert. Um die Wirksamkeit des Quotenmodells nicht aus ähnlichen Gründen wie beim Ausschreibungswettbewerb zu gefährden, schlägt die britische Regierung vor, dass die regionalen Verwaltungseinheiten Raumordnungspläne unter Berücksichtigung von Vorranggebieten für regenerative Stromerzeugungsanlagen aufstellen.

Markt für grünen Strom

Grüner Strom wird von eigens dazu gegründeten Gesellschaften oder von den traditionellen Stromanbietern im Rahmen von green-pricing Programmen oder Fondsmodellen angeboten. Ein Markt für grünen Strom entwickelt sich in England/Wales nur zögerlich. Erst in den späten 1990er Jahren verbreiterte sich das Angebot; zur Zeit bieten 12 Unternehmen grünen Strom an. Die Zahl der Kunden für grünen Strom wird auf etwa 13.500 geschätzt (weniger als 1% aller britischen Haushalte), hinzu kommen etwa 100 Kunden aus dem öffentlichen oder Unternehmenssektor.

Niederlande

In den Niederlanden ist der Anteil regenerativer Energien an der Stromerzeugung bisher gering. Im Jahr 1997 betrug der Kapazitätsanteil rd. 2%, der Erzeugungsanteil rd. 1%.

Quoten

Im Jahr 1996 schlossen die niederländischen Stromverteilungsunternehmen eine Selbstverpflichtung zur Verminderung von CO₂-Emissionen ab, wovon rd. ein Drittel durch erneuerbare Energien erreicht werden sollte. Jedes Verteilerunternehmen verpflichtete sich, einen bestimmte Teil der Reduktionsverpflichtung zu übernehmen (Quote). Das Quotenmodell wurde zum 1. Januar 1998 eingeführt.

Die Quotenverpflichtung (1,7 TWh/a regenerative Stromerzeugung) entspricht knapp 2% des gesamten Stromverbrauchs. Die den Verteilerunternehmen durch den Kauf von Zertifikaten entstehenden Mehrkosten werden durch einen Strompreisaufschlag von bis zu 2,5% bei Tarifkunden gedeckt. Die Kosten des Quotenmodells werden allein von den Tarifkunden getragen.

Die Verteilerunternehmen können zum Nachweis ihrer Quotenerfüllung auch Zertifikate über den Verkauf grünen Stroms aus green-pricing Programmen verwenden. Praktisch bedeutet dies, dass die Verteilerunternehmen regenerative Stromerzeugung, die von ihren Kunden durch höhere Zahlungen für grünen Strom finanziert worden war, ihrerseits als Quotenerfüllung deklarieren können. Soweit Verteilerunternehmen von dieser Möglichkeit Gebrauch machen, bringt das Quotensystem keine zusätzliche CO₂-Minderung, vielmehr wird regenerative Stromerzeugung nur doppelt gezählt, einmal im Rahmen der green-pricing Programme und ein zweites Mal im Rahmen der Quo-

tenerfüllung.³ Die wirtschaftliche Belastung der Verteilerunternehmen aus dem Kauf von Zertifikaten wird auch dadurch niedriger gehalten, dass Strom aus regenerativen Quellen nicht der Energiesteuer unterliegt; ein solcher Steuerbonus senkt den Zertifikatspreis.

In den Jahren 1998 und 1999 wurde die Quote nur zu jeweils ca. 60% erfüllt. Quotenerfüllung war noch nicht verpflichtend und bei Nichterfüllung drohten keine Sanktionen. In welchem Umfang die Quotenverpflichtungen im Jahr 2000 erfüllt wurden, ist zur Zeit noch nicht bekannt. Im Rahmen der Selbstverpflichtung wurde für das Jahr 2000 bei Nichterfüllung der Quote eine Strafzahlung in Höhe von 50% des Marktpreises für Zertifikate eingeführt. Diese Strafzahlung wird jedoch nur unter einem komplexen System von Voraussetzungen fällig, so dass die Anreizwirkungen auch als schwach eingestuft werden müssen.

Die Preistransparenz auf dem niederländischen Zertifikatsmarkt ist sehr gering, weil es keinen zentralen Handelsplatz gibt. Der Handel mit Zertifikaten zwischen unabhängigen Erzeugern und Verteilerunternehmen wird zum überwiegenden Teil im Rahmen von langfristigen Verträgen (durchschnittliche Laufzeit etwa sieben Jahre) abgewickelt.

Die Preise in den langfristigen Verträgen lagen nach Angaben von Marktteilnehmern im Jahr 1998 bei rd. 3-4 ct_{NL}/kWh, für 1999 wurden sie auf rd. 5 ct_{NL}/kWh geschätzt. Der Preis für Windstrom-Zertifikate war zur Jahreswende 1999/2000 auf 5-7 ct_{NL}/kWh gestiegen, während Biomasse-Zertifikate zu Preisen zwischen 1-2 ct_{NL}/kWh gehandelt wurden.

Kalifornien

In Kalifornien werden knapp 24% des Stroms aus regenerativen Energieträgern erzeugt (davon knapp zwei Drittel aus Wasserkraft). Die Elektrizitätsunternehmen sind zur Förderung der Stromerzeugung auf regenerativer Basis verpflichtet. Dabei ist zwischen den privaten Unternehmen (investor-owned-utilities - IOU) zu unterscheiden, die der Aufsicht der kalifornischen Regulierungsbehörde unterstehen, und den Stromversorgungsunternehmen in öffentlichem Eigentum (publicly-owned-utilities – POU). Den größten Teil der Mittel bringen die drei großen privaten Stromunternehmen SCE, PG&E und SDG&E auf. Diese stellen im Zeitraum 1998 - 2002 540 Mio. US-\$ bereit, die im Rahmen des Renewable Energy Program der California Energy Commission in vier Bereichen eingesetzt werden: Prämienzahlungen für bestehende Anlagen, Bonuszahlungen für Kunden, die grünen Strom beziehen, Ausschreibungswettbewerb für neue Technologien und Investitionskostenzuschüsse o.ä. für marktferne Technologien.

Ausschreibung

Bis Juni 2000 wurden Anlagen mit einer Gesamtkapazität von gut 1 GW durch Prämienzahlungen gefördert. Der maximale Prämienatz betrug 1,5 US-cents/kWh. Fördermittel für neue Anlagen werden durch Ausschreibungswettbewerbe vergeben. Die Anlagenbetreiber bieten die Prämienhöhe, bei der sie bereit sind, ein regeneratives Stromerzeugungsprojekt durchzuführen. Gewinnern der Ausschreibung wird die Prämie von der California Energy Commission über einen Zeitraum von fünf Jahren bis zu einer maximalen Höhe von 1,5 US-cents/kWh gezahlt. Der Verkauf des Stroms ist Sache der Betreiber. Wie viel von der geförderten Kapazität tatsächlich realisiert wird, ist noch nicht abzusehen.

³ Die doppelte Verwendung eines Zertifikats über die Erzeugung von Strom aus regenerativen Quellen (zum Nachweis im Rahmen eines green-pricing Programms und gleichzeitig zum Nachweis der Quotenerfüllung) könnte durch Markierung der Zertifikate (earmarking) ausgeschlossen werden.

Markt für grünen Strom

Der Markt für grünen Strom soll durch Bonuszahlungen belebt werden, die an die Anbieter grünen Stroms geleistet und von diesen an ihre Kunden weitergegeben werden. Da nur die Kunden der IOU an der Finanzierung des gesamten Renewable Energy Program beteiligt sind, werden Bonuszahlungen auch nur für den Verkauf grünen Stroms an ursprüngliche Kunden der IOU gewährt. Die IOU selbst sind nicht berechtigt, für ihre grünen Stromangebote einen Bonus zu beanspruchen, da ein unabhängiger grüner Strommarkt gefördert werden soll. Der Bonus betrug bei der Einführung im Jahr 1998 1,5 US-cent/kWh und ist inzwischen wegen des starken Nachfrageanstiegs auf 1 US-cent/kWh verringert worden.

Die durchschnittlichen Mehrzahlungen, die von den grünen Stromhändlern zu Beginn der Marktöffnung in Kalifornien (1998) gegenüber konventionell erzeugtem Strom in Rechnung gestellt wurden, betrugen 1,1-2,5 US-cent/kWh. Durch die Förderzahlungen im Rahmen des Renewable Energy Program sanken die Angebotspreise für regenerativen Strom zum Teil sogar unter die Preise konventioneller Stromprodukte. Dies hat zu den starken Zuwächsen auf dem Markt für grünen Strom beigetragen. Es wird aber damit gerechnet, dass sich dieses Wachstum in Zukunft verlangsamten wird, da die im Renewable Energy Program für Bonuszahlungen zur Verfügung stehenden Mittel beschränkt sind, damit die spezifischen Bonuszahlungen (US-cent/kWh) begrenzt sind und die Differenz zwischen dem Preis grünen und konventionellen Stroms nicht weiter verringert werden kann.

Grüne Stromlieferanten können ihren Strom entweder direkt von den Erzeugern beziehen (bilateraler Handel) oder über einen Handelsplatz für regenerativen Strom (Automated Power Exchange - Green Power Market – APX-GPM). Auf dem APX-GPM wurden bis Mai 1999 physische Stromlieferverträge gehandelt, wobei nur Strom zugelassen war, der von der CEC als regenerativ anerkannt wird. Die kürzeste Lieferperiode betrug eine Stunde, Gebote konnten für bis zu eine Woche im Voraus abgegeben werden. Handelsschluss für eine Transaktion war 2 Stunden 20 Minuten vor Lieferzeitpunkt, so dass auch Windkraftanlagenbetreiber mit einem hohen Maß an Verlässlichkeit den APX-GPM nutzen konnten.

Im Mai 1999 wurde das Handelssystem auf Zertifikate umgestellt. Die physische Stromlieferung wird wie konventioneller Strom über den konventionellen APX-Handelsplatz gehandelt, der Umweltbonus (die „Grünheit“) des regenerativen Stroms wird über den APX Green Ticket Market (APX-GTM) gehandelt. Auf der Grundlage der gemessenen Einspeisung stellt die APX die Zertifikate aus. Der Handel läuft elektronisch. Die Zertifikate werden differenziert nach Technologie (Biomasse, Geothermie, Deponiegas, Wasserkraft bis = 30 MW, solare Strahlungsenergie, Wind und Mischtechnologien), Baujahr (vor/nach 26. September 1996) sowie CEC-Prämienfähigkeit. Dadurch wird der Markt in eine Vielzahl von Teilmärkten aufgesplittet. Die durchschnittlichen Preise auf ausgesuchten Teilmärkten liegen zwischen 0,14-2,1 US-cent/kWh.

Kapitel 3 Energieeffizienz/Demand-Side-Management

Das Kapitel untersucht, wie sich die Förderung von Energieeffizienz/Demand-Side-Management unter der Liberalisierung in Kalifornien, England/Wales und Dänemark entwickelt hat.

Kalifornien

Die Ausgaben für Demand-Side-Management (DSM) unterlagen in den USA und Kalifornien in der Vergangenheit starken Schwankungen. Als die Regulierungskommissionen Anfang der 90er Jahre die Anreize für Einsparprogramme erhöhten, erfuhren DSM-Programme einen Aufschwung.

In den Jahren 1993 und 1994 beliefen sich die Ausgaben der kalifornischen IOU auf rd. 400 Mio. US-\$ jährlich, in den Folgejahren sanken sie jedoch erheblich.

Im kalifornischen Liberalisierungsgesetz (Assembly Bill AB 1890) wurden die drei großen privaten Stromversorgungsunternehmen verpflichtet, im Vierjahreszeitraum 1998-2001 rd. 870 Mio. US-\$ für Energie-Einsparmaßnahmen zu investieren. Die Ausgaben werden von der kalifornischen Regulierungskommission kontrolliert und dürfen über einen verbrauchsabhängigen Aufschlag auf die Strom- und Gasrechnungen (public goods charge) auf die Kunden weitergewälzt werden. Im September 2000 wurde ein Gesetz verabschiedet (Assembly Bill 995), das eine entsprechende Verpflichtung bis Ende des Jahres 2011 enthält. Die Verpflichtungsbeträge sollen jährlich - abhängig vom Stromverbrauchswachstum und der Inflationsrate - angepasst werden. Die Kosten sollen durch einen Aufschlag auf die Strom- und Gasrechnung an die Kunden weitergegeben werden.

Auch die Stromversorgungsunternehmen im öffentlichen Eigentum sind verpflichtet, einen Aufschlag auf die Stromrechnung ihrer Kunden zu erheben, mit dem sogenannte public benefit programs finanziert werden. Der Prozentsatz, der nicht explizit im AB 1890 festgeschrieben ist, beträgt nach Empfehlung der Vereinigung der POU 2,85% der gesamten Erlöse.

Insgesamt haben die kalifornischen Stromversorger im Jahr 1999 auf diese Weise mehr als 300 Mio. US-\$ ausgegeben. Der in Kalifornien verfolgte Ansatz, die Stromversorgungsunternehmen zur Durchführung von Energieeffizienzprogrammen zu verpflichten, unterscheidet sich kaum von den vormals monopolistischen Rahmenbedingungen. Auch die Finanzierung über Aufschläge auf die Stromrechnungen aller Verbraucher ist beibehalten worden. Auch die mit einem solchen Regulierungsansatz zur Förderung von Energieeffizienzmaßnahmen verbundenen und seit langem diskutierten Probleme bestehen weiter.

England/Wales

Einsparmaßnahmen werden über sogenannte Standards of Performance in Energy Efficiency (SOP-EE) gefördert. Auf der Grundlage von Einsparpotential- und Einsparkostenschätzungen werden für die einzelnen regionalen Stromversorgungsunternehmen Einsparziele festgelegt. Die Kosten der Einsparung werden auf die Kunden weitergewälzt. Zur Durchführung und Überwachung der Standards of Performance wurde 1992 der Energy Saving Trust (EST), eine private, non-profit Organisation, gegründet. Die Einsparprogramme wurden bisher in drei Stufen durchgeführt (SoP 1-3).

Zur Finanzierung wurde in der ersten Stufe (SoP 1 1994-1998) eine special allowance in Höhe von rd. 1 £ pro Tarifikunde (Kunden mit einer Last <100 kW) erhoben. Die Einsparvorgaben für die einzelnen regionalen Versorgungsunternehmen (RECs) wurden ermittelt, indem die erwarteten Einnahmen dieses REC aus der special allowance durch die erwarteten durchschnittlichen Einsparkosten (1,65 p_{UK}/kWh) dividiert wurden. Die erwarteten durchschnittlichen Einsparkosten ergaben sich aus einer Analyse von realisierbaren Einsparpotentialen und deren Kosten.

Das Einsparziel für die Gesamtheit der RECs in der SoP 1 betrug 6,1 TWh über einen Zeitraum von 15 Jahren. Man schätzt, dass mit den durchgeführten Programmen insgesamt 6,8 TWh zu Kosten von 1,7 p_{UK}/kWh eingespart werden können.

In der zweiten Stufe (SoP 2 1998-2000) werden alle Kunden mit einem Verbrauch <12.000 kWh/a zur Finanzierung herangezogen und mit £ 1 pro Jahr belastet. Mit dem Aufkommen von rd. 48 Mio. £ sollen rd. 2,7 TWh Elektrizität eingespart werden.

In der dritten Stufe (SoP 3 2000-2002) wird der Aufschlag auf die Kundenrechnung auf 1,2 £ erhöht und es sollen rd. 5 TWh Elektrizität (daneben 6,2 TWh Gas) eingespart werden. SoP 3 erfasst alle Strom- und Gasversorgungsunternehmen (mit Ausnahme sehr kleiner Anbieter). Die Einsparvorgaben für die Unternehmen richten sich nach der Anzahl ihrer Kunden; mit steigender Kundenzahl nimmt die Einsparvorgabe je Kunde zu (bei Unternehmen mit mehr als 15 Mio. Kunden beträgt sie beispielsweise 223 kWh Strom/Kunde) zu.

Der Utilities Act vom Sommer 2000 sieht für die Elektrizitäts- und Gaswirtschaft eine vierte Stufe (SoP 4) ab dem 1. April 2002 vor.

Dänemark

Im Jahr 1996 erließ das dänische Umwelt- und Energieministerium einen neuen Energieplan „Energi 21“, der u.a. eine Verringerung der dänischen CO₂-Emissionen um 20% zwischen 1998 und 2005 vorsah. Effiziente Energienutzung sollte dabei eine wichtige Rolle spielen. Im fortgeschriebenen Energieplan von 1999 wurde der effizienten Energienutzung Priorität eingeräumt.

Ende 1996 war ein Elektrizitätssparfonds (Elsparfond) zur Förderung von Energieeffizienzmaßnahmen im öffentlichen Sektor und bei privaten Haushalten eingerichtet worden. Durch zwei Schwerpunktprogramme

- Substitution von Stromheizungen durch Fernwärme oder Erdgasheizungen,
 - Entwicklung, Marketing, Beschaffung und Nutzung energieeffizienter elektrischer Geräte
- sollen über einen Zeitraum von 10 Jahren 750 GWh entsprechend 6% des Verbrauchs eingespart werden. Die Fördermittel werden über öffentliche Ausschreibungen oder Anträge vergeben.

Der Wechsel von Stromheizungen zu Fernwärme- oder Gasbezug wird durch Erlass der Anschlusskosten, Verringerung der Installationskosten und durch direkte Zuschüsse attraktiv gemacht. Die Programme zur Verbreitung energieeffizienter Stromverbrauchsgeräte richten sich hauptsächlich an Großekäufer wie z.B. Wohnungsbaugesellschaften. Zu den Programmelementen gehören Selbstverpflichtungen von Wohnungsbaugesellschaften und Behörden, gemeinsamer Geräteeinkauf und positive Öffentlichkeitspräsentation der teilnehmenden Institutionen/Unternehmen durch den Stromsparfonds.

Der Elektrizitätssparfonds wurde zunächst (1997) aus Haushaltsmitteln finanziert, seit 1998 wird ein Teil des Aufkommens der Stromsteuer für den Fonds abgezweigt, was zunächst zu einem Fondsvolumen von rd. 90 Mio. DKK jährlich führte. Im Jahr 2001 wurde das Fondsvolumen auf 60 Mio. DKK beschränkt.

Im Sommer 2000 trat zusätzlich das dänische Energieeinspargesetz in Kraft. Ziel des Gesetzes ist es u.a., Energieeinsparaktivitäten eine vorrangige Stellung einzuräumen sowie die Zusammenarbeit und Koordination von Einsparmaßnahmen zwischen EVU untereinander und EVU und Verbrauchern zu stärken. Dem Energieminister wird die Befugnis eingeräumt, Pläne und Ziele für Energie-sparmaßnahmen in allen Sektoren der dänischen Volkswirtschaft aufzustellen sowie weitere Kennzeichnungspflichten für Energieverbrauchsgeräte zu implementieren.

Insgesamt zeigt der Länderüberblick, dass sich an der Vielzahl von staatlichen Interventionen zur Förderung effizienter Energienutzung durch die Liberalisierung wenig geändert hat. Aus einem steigenden Aufkommen aus der Energiebesteuerung können Mittel für Förderprogramme abgezweigt werden, Strom- und Gasversorgungsunternehmen werden weiterhin zur Förderung von Einsparprogrammen verpflichtet, die durch Aufschläge auf die Energierechnung der Verbraucher finanziert werden. Alle diese Aktivitäten werden mit einem erheblichen Verwaltungsaufwand durch

Regulierungsbehörden oder andere Institutionen überwacht. Die Liberalisierung hat zwar den Strommarkt und teilweise auch schon den Gasmarkt erreicht, ein Energieeffizienzmarkt hat sich bisher jedoch nur in Ansätzen entwickelt. Bestimmend sind öffentlich initiierte und beaufsichtigte Programme.

Kapitel 4 Kraft-Wärme-Kopplung

Das Kapitel untersucht, ob die Öffnung der Energiemärkte die Kraft-Wärme-Kopplung eher behindert oder befördert hat. Die gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme kann, wenn bestimmte Auslegungsanforderungen eingehalten und CO₂-arme Energieträger eingesetzt werden, zu Emissionsminderung und Klimaschutz beitragen. Der durch die Kopplung von Strom- und Wärmeerzeugung (unter bestimmten Bedingungen) erreichte höhere Nutzungsgrad der eingesetzten Energie schlägt sich im betriebswirtschaftlichen Vorteil geringerer Brennstoffkosten nieder, die größere Netznahe zum Kunden bei dezentraler Einspeisung wegen ersparter Netzkosten in einem höheren Strompreis frei Kraftwerk (dem stehen höhere Gaspreise gegenüber, wenn dezentrale KWK-Anlagen Gas aus dem Verteilnetz abnehmen). Nach wirtschaftlichen Gesichtspunkten ausgelegte KWK-Anlagen sind auch auf liberalisierten Märkten in einer guten Ausgangsposition.

Die Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung kann durch die Liberalisierung der Strom- und Gasmärkte auf zweierlei Weise beeinflusst werden: durch die Veränderung der Marktbedingungen (sinkende Strompreise, erweiterte Absatzmöglichkeiten für Strom und Beschaffungsmöglichkeiten für Gas u.a.m.) und durch die Anpassung der energie- und umweltpolitischen Instrumente an die Marktliberalisierung (insbesondere Maßnahmen zur gezielten Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung). Dargestellt wird die Entwicklung in den vier Ländern Dänemark, den Niederlanden, Finnland und im Vereinigten Königreich.

Dänemark

Dänemark weist mit rund 50% den in der EU höchsten Anteil der Kraft-Wärme-Kopplung an der Stromerzeugung auf. Da in Dänemark vergleichsweise wenig energieintensive Industrie angesiedelt ist, handelt es sich zum überwiegenden Teil um fernwärmeorientierte KWK. Der Ausbau der Fernwärme auf KWK-Basis über die vergangenen 25 Jahre beruhte weitgehend auf staatlicher Forcierung durch gesetzgeberische und administrative Maßnahmen sowie preisliche Anreize.

Dänemark war zu Beginn der 70er extrem abhängig von Ölimporten (über 90%). Der erste nationale Energieplan wurde 1976 vorrangig mit Blick auf das Ziel der Versorgungssicherheit formuliert. Bis 1995 sollte ein Viertel des Wärmebedarfs in den Städten durch KWK gedeckt werden. Instrumente waren eine direkte Energieplanung und eine flankierende Energiebesteuerung.

Im Jahr 1990 wurde beschlossen, alle Heizwerke >1 MW bis 1998 in KWK-Anlagen auf Gasbasis (außerhalb von Gasvorranggebieten auf Biobrennstoffe) in drei Phasen umzustellen:

- 1990-1994 Umrüstung der großen kohlegefeuerten Fernheizwerke auf Erdgas und KWK,
- 1994-1996 Umrüstung der restlichen kohlegefeuerten Heizwerke, Nachrüstung der mittelgroßen gasgefeuerten Anlagen mit KWK,
- 1996-1998 Umrüstung der kleinen Anlagen, Nachrüstung der Müllverbrennungsanlagen mit KWK.

Das KWK-Programm wurde durch Zuschüsse, Investitionsdarlehen und -zuschüsse, Einspeisungsentgelte für Strom und höhere Fernwärmeerlöse finanziert. Im Fernwärmebereich ist das dänische

KWK-Potenzial inzwischen weitgehend ausgeschöpft. Ein weiterer Ausbau der KWK ist nur noch im Industriebereich möglich.

Die Energiemarktliberalisierung hat die insgesamt stark regulierte dänische Wärme- und Stromversorgung einem erheblichen Veränderungsdruck ausgesetzt und eine Neuorganisation erforderlich gemacht. Das neue Stromversorgungsgesetz von 1999 sichert die Stromversorgung auf Basis der dezentralen KWK und erneuerbarer Energien durch vorrangige Abnahme seitens des Netzbetreibers sowie garantierte Abnahmepreise und Subventionen. Die garantierten Abnahmevergütungen werden nicht länger aus Steuermitteln sondern über Aufschläge auf die Netznutzungsentgelte finanziert.

Niederlande

Die Niederlande weisen mit rund 40% den nach Dänemark zweithöchsten Anteil der Kraft-Wärme-Kopplung an der Stromerzeugung in der EU auf. Die schnelle Ausweitung der KWK ist auf eine intensive staatliche Förderung zurückzuführen. Im Jahr 1987 wurde das erste Programm zur KWK-Förderung aufgelegt, das u.a. Investitionszuschüsse, einen speziellen Tarif für Gas sowie einen Festpreis für Einspeisung von KWK-Strom ins Netz beinhaltete. Hinzu kam die Gründung des KWK-Projektbüros Warmte/Kracht (PW/K).

Infolge der KWK-Strom begünstigenden Einspeisungsvergütung und sonstiger Begünstigungen hatten sich im niederländischen Kraftwerkspark bereits Anfang der 90er Jahre Überkapazitäten abgezeichnet. Die Regierung reagierte darauf 1994 mit einem Moratorium, das den Zubau konventioneller Kraftwerke unterband. Die bis dahin gewährten Zuschüsse in Höhe von 17,5% der KWK-Investitionskosten wurden gestrichen. Aufgrund der nach wie vor für KWK attraktiven Einspeisungsregelung kam die Investitionstätigkeit in KWK jedoch nicht zum Erliegen.

Nach den vorliegenden Schätzungen erhöhte sich die (elektrische) KWK-Kapazität von 3 GW (1993) auf 7,5 GW (1997) und 8,7 GW (1998), was rund 40% der gesamten Nettokraftwerksleistung entspricht (davon 52% öffentliche Versorgung, 37% Industrie und 11% sonstige (dezentrale) Anlagen). Das dritte Weißbuch der niederländischen Energiepolitik visiert für 2020 ein Kapazitätsziel von 14 GW an.

Das Elektrizitätsgesetz von 1998 hat den Strommarkt erzeugungsseitig weitgehend geöffnet. Lediglich KWK-Kapazitäten <2 MW (elektrisch) bleiben bislang durch garantierte Einspeisungsvergütungen unter Schutz. Das neue Tarifsystem der Stromübertragung gibt dezentralen Stromerzeugern einen Netzkostenvorteil von etwa 0,35 ct_{NL}/kWh.

Liberalisierungsbedingt wird die weitere KWK-Entwicklung in den Niederlanden vielfach als unsicher bewertet, für den Industriebereich wird jedoch ein weiterer deutlicher KWK-Zubau erwartet.

Finnland

In Finnland trägt die Kraft-Wärme-Kopplung rund ein Drittel zur Stromerzeugung bei, etwa zu gleichen Teilen aus Industrie und Fernwärmeversorgung.

Im Unterschied zu Dänemark und den Niederlanden hat sich der hohe KWK-Anteil in Finnland ohne staatliche Unterstützung entwickelt. Die industrielle Stromerzeugung ist in der Vergangenheit stetig angestiegen und der KWK-Anteil hat sich erhöht. Dazu hat der hohe Anteil der energieintensiven Holz- und Papierindustrie beigetragen. Es wird geschätzt, dass sich die installierte KWK-Leistung der Industrie bis 2010 weiter um knapp ein Viertel erhöhen wird. Durch die langen Winter ist Fernwärme infolge höherer Jahresbenutzungsstunden in Finnland profitabler als in anderen eu-

ropäischen Ländern. Für die großen Städte wurden Fernwärmenetze in den 50er und 60er Jahren gebaut. Nach der ersten Ölkrise folgten kleinere Städte und Ortschaften. Heute wird rund die Hälfte des finnischen Raumwärmebedarfs durch Fernwärme gedeckt, die zu knapp drei Viertel in KWK erzeugt wird.

Angesichts der marktgetriebenen Entwicklung der KWK spielt eine umweltpolitisch motivierte KWK-Förderung nur eine untergeordnete Rolle. Die Liberalisierung des Strommarktes hat die Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung in Finnland in keiner Weise beeinträchtigt.

Vereinigtes Königreich

Das Vereinigte Königreich hat den Strommarkt am frühesten geöffnet (1990 erste Stufe der Öffnung) und bietet das längste Erfahrungsmaterial über die Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung in einem wettbewerblichen Strommarkt. Allerdings ist der KWK-Anteil im Vereinigten Königreich besonders niedrig, vor allem weil es praktisch keine Fernwärme gibt. Zwischen 1991 und 1999 ist die KWK-Stromerzeugung um mehr als 80% angestiegen, ihr Anteil an der gesamten Stromerzeugung stieg von weniger als 4% auf etwa 6%.

Abgesehen von der Förderung der KWK auf Basis erneuerbarer Energien hat es bisher keine speziellen gesetzlichen Regelungen zur Förderung der KWK gegeben. Allerdings bestand und besteht eine indirekte Begünstigung durch Ausnahme der KWK vom Verbot des Zubaus gasgefeuerter Kraftwerkskapazität.⁴

Im Rahmen ihres Klimaschutzprogramms strebt die Regierung die Erhöhung der KWK-Kapazität von heute rund 4,3 GW (elektrisch) auf 10 GW bis zum Jahr 2010 an. Um dieses Ziel zu erreichen, sollen KWK-Anlagen insbesondere von der Klimaschutzabgabe (climate change levy), die zum April 2001 eingeführt werden soll, befreit werden, sofern sie bestimmte technische Mindestvoraussetzungen erfüllen (good quality CHP). Weiterhin sind für solche Anlagen verbesserte Abschreibungsmöglichkeiten vorgesehen.

Fazit

Die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für die gekoppelte Erzeugung von Kraft und Wärme sind in den untersuchten Länder extrem unterschiedlich. Klimatische Bedingungen und die durch den Waldreichtum des Landes geprägte Industriestruktur haben beispielsweise in Finnland sehr breite Anwendungsmöglichkeiten für KWK eröffnet, während die historisch frühe Erschließung des Wärmemarktes durch Gas im Vereinigten Königreich die Entstehung einer nennenswerten Fernwärmeversorgung unterbunden hat. Ohne starke Förderpolitik hat die Kraft-Wärme-Kopplung in beiden Ländern ihren Marktanteil auch unter der Liberalisierung gesteigert. Ganz anders war die Situation in Ländern wie Dänemark und die Niederlanden, die den Anteil der Kraft-Wärme-Kopplung durch massive Förderung aus energie- und umweltpolitischen Gründen erhöht haben.

⁴ Dieses Verbot wurde 1998 aufgrund des starken Anstiegs des Gasverbrauchs mit Blick auf Energieträgerdiversifizierung und Versorgungssicherheit im Rahmen der sog. „stricter consents policy“ beschlossen. KWK ist hiervon nicht betroffen, sofern bestimmte technische Mindeststandards erfüllt sind.

Teil I Einfluss der Liberalisierung auf Energieangebot und -nachfrage

1 Liberalisierung der europäischen Strommärkte

Einführend wird die Entwicklung des gesetzlichen Rahmens der Strommarktöffnung in der Europäischen Union skizziert. Die Marktöffnung wurde durch die 1997 in Kraft getretene EU-Strommarkttrichtlinie⁵ angestoßen, die gemeinsame Regeln der Stromerzeugung, Stromübertragung und -verteilung in der Europäischen Union etabliert.

In den Mitgliedsstaaten schreitet der Prozess der Marktöffnung unterschiedlich schnell voran. Die wichtigsten den Fortgang der Liberalisierung bestimmenden Einflüsse werden nachfolgend kurz angesprochen. Abschnitt 1.1 dokumentiert den gegenwärtigen Stand der Strommarktöffnung in der EU. Abschnitt 1.2 geht auf die jüngsten Vorschläge der Europäischen Kommission zur beschleunigten Marktöffnung ein.

1.1 Treibende Kräfte und Hemmnisse der Liberalisierung

Der Hauptantrieb der Liberalisierung der Energie- und anderer Märkte beruht auf der Einsicht, dass –grob gesprochen– Wettbewerb dem Wohlstand dient.⁶ Bezogen auf den Energiesektor ist das Ziel die Bereitstellung von Energiedienstleistungen zu möglichst geringen Kosten. Liberalisierungsbedingt sind die Strompreise für industrielle Abnehmer in Europa über die vergangenen sechs Jahre durchschnittlich bereits um rund 20% real gefallen (COM [2001a]). Niedrige Strompreise entlasten die Haushalte und verbessern die Wettbewerbsfähigkeit der Industrie. Durch die weltweit zunehmende Öffnung von Kapital- und Gütermärkten wird der Antrieb, auch die Energiemärkte wettbewerbsfähig zu organisieren, noch verstärkt.

Auf der anderen Seite gibt es die Energiemarktliberalisierung hemmende Einflüsse. Hohe öffentliche Beteiligungen an Energieunternehmen können verzögernd wirken, z.B. wenn Erlöse aus der Energieversorgung der Finanzierung öffentlicher Aufgaben dienen.⁷ Wenn Gewerkschaften Arbeitsplatzverluste befürchten, versuchen sie der Marktöffnung entgegenzuwirken. Zwischen Umweltpolitik und Energiemarktliberalisierung besteht eine Spannung, da wettbewerbsbedingt abgesenkte Energiepreise in der Tendenz zu einer Erhöhung des Energieverbrauchs und der energiebedingten Emissionen führen. Diese Spannung lässt sich allerdings durch eine marktkonforme Umweltpolitik auflösen (Teil II).

1.1 Derzeitiger Stand der Marktöffnung in der Europäischen Union

Die EU-Binnenmarkttrichtlinie Strom hat für die nationalen Strommärkte Mindestöffnungsgrade gesetzt. Bis Februar 2000 war allen Stromverbrauchern mit einem jährlichen Verbrauch über 20 GWh die freie Wahl des Lieferanten zu ermöglichen ("Zugelassene Verbraucher"), was bezüglich des Elektrizitätsvolumens einem Marktöffnungsgrad von rund 30% entspricht. Bis Februar 2003 ist der Schwellenwert auf 9 GWh abgesenkt, wodurch sich die (Mindest-)Marktöffnung auf rund 35% erhöht.

⁵ Richtlinie 96/92/EC des Europäischen Parlaments und der Europäischen Union.

⁶ Dies besagen die sog. Wohlfahrtstheoreme der neoklassischen Wirtschaftstheorie, die gemeinhin als die normative Begründung für das System der Marktwirtschaft betrachtet werden.

⁷ Siehe Kapitel 7 zur Querverbindung von Energieversorgung und öffentlichen Aufgabenbereichen.

Wie Tabelle 1 zeigt, hat die überwiegende Mehrheit der Länder ihre Strommärkte bis heute weiter geöffnet als durch die EU-Richtlinie vorgeschrieben ist. Viele Länder haben ihre Märkte vollständig geöffnet oder sich bereits für eine baldige Öffnung entschieden. Der durchschnittliche Marktöffnungsgrad in der Europäischen Union beträgt gegenwärtig 66% (COM [2001a]).

Neben den Mindestgraden der Marktöffnung fordert die Stromrichtlinie die Gewährleistung eines diskriminierungsfreien Netzzugangs und die (mindestens rechnungslegerische) Trennung von Stromerzeugung, Stromübertragung und Stromverteilung ("Entbündelung"). Außer Deutschland, wo es freiwillige Vereinbarungen der Verbände zur Netznutzung gibt, wird die Netznutzung in allen EU-Ländern durch einen Regulator und veröffentlichte Nutzungstarife geregelt. Tabelle 1 skizziert den gegenwärtigen und geplanten Marktöffnungsgrad in den Ländern der EU-15 und verweist stichwortartig auf aktuelle Entwicklungen der Regulierung.

Tabelle 1 zeigt, dass die Grade der Marktöffnung zwischen den Ländern stark differieren. Auch die Netzzugangssysteme, die für den Marktzugang der Marktteilnehmer (Erzeuger, Händler, Verbraucher) von entscheidender Bedeutung sind, sind in den Mitgliedstaaten unterschiedlich ausgestaltet. Eine gleichgewichtige Liberalisierung der Strommärkte innerhalb des EU-Binnenmarkts ist also derzeit noch nicht erreicht. Folglich stehen viele Energieunternehmen in ihren Heimatmärkten mit ausländischen Anbietern im Wettbewerb, während ihnen ein vergleichbarer Marktzutritt im Ausland noch verwehrt bleibt. Die Reziprozitätsklauseln der Binnenmarktrichtlinie zur Vermeidung derartiger Ungleichgewichte greifen nur punktuell, da Handelsströme, die über Drittländer abgewickelt werden, nur lückenhaft zurückverfolgt werden können. Vielfach besteht die Erwartung, dass sich die bestehenden Ungleichgewichte in der Marktöffnung zwischen den Ländern noch weiter verstärken, wenn nicht Maßnahmen zur Beschleunigung der Liberalisierung ergriffen werden.

Tabelle 1: Grad der Strommarktöffnung EU-15 – 2000 –

	Gegenwärtige Marktöffnung	Geplante Marktöffnung	Zugelassene Kunden	Jüngste Entwicklungen
Vereinigtes Königreich	100 %		Alle	Einführung des neuen Handelsregimes ("New electricity trading arrangements" Neta) für England, Wales und Schottland, am 27. März 2001 gestartet.
Schweden	100 %		Alle	Regulierer legt Richtlinien für Netzzugangspreise fest und nimmt Verbraucherbeschwerden entgegen.
Finnland	100 %		Alle	Unabhängiges Unternehmen (Fin-grid) ist Übertragungsnetzbetreiber.
Deutschland	100 %		Alle Konsumenten + alle Verteiler	Kein sektorspezifischer Regulierer. Regulierung durch Bundeskartellamt.
Dänemark	90 %	2003: 100 %	Alle Konsumenten + alle Verteiler	Zubau von Windanlagen durch Verzögerung in der Einführung eines Quotenmodells verlangsamt.
Spanien	46 %	2004: 100 %	> 1 GWh	Regierungsankündigung einer vollständigen Strommarktöffnung bis 2003.
Niederlande	33 %	2003: 100 %	2000: >2MW. Verteiler für ihre zugelassenen Verbraucher	Engpässe bei grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten.

Fortsetzung von Tabelle 1: Grad der Strommarktöffnung EU-15 – 2000 –

	Gegenwärtige Marktöffnung	Geplante Marktöffnung	Zugelassene Kunden	Jüngste Entwicklungen
Portugal	> 34 %		>9 GWh (Verteiler; entspricht 8%)	Übertragungsnetz gesetzlich, organisatorisch und rechnungslegerisch von Erzeugung und Verteilung getrennt.
Italien	30 %	2002: 40 %	2001: 20 GWh 2002: 9 GWh	Regierung strebt Absenkung der Schwelle auf 0,1 GWh an, sobald der staatliche Versorger Enel 22 Kraftwerke verkauft hat. Probleme aufgrund beschränkter Importübertragungskapazität.
Griechenland	> 28 %	2001: 34 %	Feb 2001: alle vom Hochspannungsnetz Beziehenden	Ausschreibung für neue Kraftwerke lief bis Februar 2001. Privatisierung staatlicher Versorger bis Juni 2001 geplant.
Irland	28 %	2003: 33 %	2000: >100GWh, > 4 GWh unter speziellen Bedingungen	Unabhängiger Regulierer eingesetzt. Bedingungen der Vergabe von Lizenzen zum Kraftwerksbetrieb in Diskussion.
Österreich	27 %	2001: 100 %	1 Oktober 2001: Alle	Neues Elektrizitätsgesetz zur beschleunigten Marktöffnung seit Juli 2000 in Kraft.
Luxemburg	45 %		1/1/2001: >20 GWh 1/1/2003: > 9 GWh 1/1/2005: >1 GWh	Neues Elektrizitätsgesetz seit Mai 2000 in Kraft. Luxemburg wurde wg. verspäteter Umsetzung der Stromrichtlinie an den Europäischen Gerichtshof verwiesen.
Belgien	35 %	2001: 45 % 2010: 100 %	2001 > 20 GWh 2003:> 10 GWh (vorgeschlagen)	Unabhängigkeit des Regulierers wird von Marktteilnehmern in Zweifel gezogen.
Frankreich	30 %	2001: 30%	2001:> 16 GWh 2002:> 9 GWh	Electricité de France erwägt Absenkung der Schwelle auf 9 GWh.

Quelle: EU Energy (2001); COM (2001a), eigene Darstellung.

1.2 Beschleunigte Liberalisierung

Die Intensität der gegenwärtigen Diskussion um eine Beschleunigung der Energiemarktliberalisierung zeigte sich u.a. bei einer öffentlichen Anhörung der EU-Kommission im September 2000 mit rund 120 Verbänden und Unternehmen. Mehr als 80% der Gehörten sprachen sich für eine kurz- bis mittelfristig vollständige Marktöffnung aus. Mehr als 70% der Teilnehmer plädierten für strengere Bedingungen der Entbündelung von Stromerzeugung, Stromübertragung und -verkauf. Viele Teilnehmer betonten die Wichtigkeit nationaler sektorspezifischer Regulierer (COM [2001a]). Während Wettbewerbsbehörden sich erst im nachhinein mit Problemen des Wettbewerbs befassen können, haben Regulierer die Möglichkeit, Netzentgelte und andere Bedingungen des Netzzugangs zu billigen oder festzusetzen, um einen diskriminierungsfreien Netzzugang zu gewährleisten. Angesichts der zahlreichen von den nationalen Regulierungs-/Wettbewerbsbehörden entgegengenommenen Beschwerden ist dieses Ziel in der Praxis noch nicht vollständig umgesetzt. Die Erwartung, dass ein diskriminierungsfreier Netzzugang nicht gewährleistet ist, stellt eine Marktzugangsbarriere für potenzielle Anbieter dar.

Angesichts dieser Situation hat die Europäische Kommission im März 2001 einen Vorschlag zur beschleunigten Umsetzung der Binnenmarkttrichtlinien vorgelegt (COM [2001b]). Darin wird die vollständige Öffnung des Strommarkts bis 2003 (für Gas bis 2005) anvisiert. Bezüglich der Funktionen Stromerzeugung, Stromübertragung und -verkauf wird die rechtliche Trennung als verbindlich vorgeschlagen. Weiterhin werden zu veröffentlichende Tarife der Netznutzung vorgeschlagen,

die von nationalen Regulierungsbehörden zu billigen sind. Der von der Kommission vorgeschlagene Zeitplan berücksichtigt, dass für einen funktionsfähigen Wettbewerb um Haushaltskunden oft noch umfangreiche mess- und abrechnungstechnische Vorbereitungen erforderlich sind. Gleichzeitig orientiert er sich an den ohnehin bestehenden Plänen einer Mehrheit der Länder für eine beschleunigte Marktöffnung.

2 Liberalisierung der europäischen Gasmärkte

Die Liberalisierung der europäischen Gaswirtschaft hängt der Strommarktliberalisierung um mindestens zwei Jahre nach.

Die Netzzugangsbedingungen sind im Gasbereich derzeit noch intransparent und in der Regel auf die Abnahmecharakteristiken von Großverbrauchern zugeschnitten. Analog zu der ersten Phase des Stromwettbewerbs wird sich der Gas-zu-Gas Wettbewerb um Endkunden kurz- bis mittelfristig auf Großkunden beschränken. Mittlere und kleinere Kunden können hier lediglich über verbesserte Bezugskonditionen ihrer Vorlieferanten profitieren, sofern diese die Preisvorteile des wettbewerblichen Gasbezugs ganz oder teilweise weitergeben.⁸ Die von der Binnenmarkttrichtlinie Gas⁹ vorgeschriebenen Mindestgrade der Marktöffnung von 20% bis 2000 bzw. 33% bis 2008 (für Griechenland und Portugal gelten Ausnahmeregelungen) sind von den Mitgliedsstaaten formell umgesetzt (Tabelle 2).

Tabelle 2: Grad der Gasmarktöffnung EU-15 – 2000 –

	Gegenwärtige Marktöffnung	Geplante Marktöffnung	Zugelassene Kunden	Jüngste Entwicklungen
Vereinigtes Königreich	100 %		Alle	Gashandel wird z.Zt. reformiert, Auktionierung von Speicherkapazitäten wird eingeführt.
Schweden	47 %	2007: 100%	2000: > 25 Mio. m ³	Vollständige Marktöffnung bis 2003 von Regierung vorgeschlagen.
Finnland	90 %		2000: > 5 Mio. m ³	
Deutschland	100 %		Alle	Verbändevereinbarung II wird noch verhandelt.
Dänemark	30 %	2008: 43%		
Spanien	72%	2002: 78 % 2003: 100%	2000: > 3 Mio. m ³ 2002: > 1 Mio. m ³	Gasnetz soll eigentumsrechtlich abgespalten werden.
Niederlande	45 %	2002: 51 % 2004: 100%	2000: > 10 Mio. m ³ 2002: > 1 Mio. m ³	Vom Regulierer (DTE) bestimmte Netzzugangsregeln umstritten.
Portugal	0%	2008: 33%		
Italien	96 %	2003: 100 %	2000: > 200.000m ³	
Griechenland	0%	2008: 33 %		
Irland	1999: 75%		Stromerzeuger und > 25 Mio. m ³	
Österreich	50%	2002: 100%	2000: > 25 Mio. m ³	Markt nicht offen, da Ausführungsbestimmungen noch nicht in Kraft.

⁸ Durch das sog. Pooling von Gasverbräuchen können sich auch mittlere Kunden Zugang zum Wettbewerbsmarkt verschaffen.

⁹ Richtlinie 98/30/EC des Europäischen Parlaments und der Europäischen Union.

Fortsetzung von Tabelle 2: Grad der Gasmarktöffnung EU-15 – 2000 –

Luxemburg	51%		2000: > 15 Mio. m ³
Belgien	47%	2010: 100%	1999: > 25 Mio. m ³ 2003: > 15 Mio. m ³ 2006: > 5 Mio. m ³
Frankreich	20%	2003: 28% 2008: 33%	2000: > 25 Mio. m ³ 2003: > 11 Mio. m ³ 2008: > 5 Mio. m ³

Quelle: EU Energy 11; 2001, eigene Darstellung.

Einfluss der Gasmarktliberalisierung auf die Erreichung der klimapolitischen Ziele

Die wettbewerbliche Öffnung der Gasmärkte wird aller Wahrscheinlichkeit nach zu einer Verringerung der Endverbraucherpreise für Gas beitragen. Dies stärkt, unter sonst gleichen Bedingungen, die Position des Gases gegenüber den konkurrierenden Primärenergieträgern, insbesondere gegenüber den Kohlen in der Verstromung. Somit kann ein marktgetriebener Brennstoffwechsel von den kohlenstoffhaltigeren Primärenergieträgern Braunkohle und Steinkohle hin zum Erdgas insbesondere in Ländern, deren Kraftwerksparks heute stark kohlendominiert sind, zur Emissionsminderung beitragen.

Ein Vordringen des Gases in der Stromerzeugung kann in einigen Ländern mit fortgeschrittener Energiemarktliberalisierung beobachtet werden (z.B. Vereinigtes Königreich und die Niederlande, [Abschnitt 4.1](#) und [Abschnitt 4.4.1](#)). Hierbei dürften durch die Gasmarktliberalisierung bedingte Gaspreisrückgänge jedoch eine nur geringe Rolle gespielt haben. Wichtiger sind weitere Faktoren, insbesondere die vergleichsweise günstigen spezifischen Investitionskosten für moderne Erdgaskraftwerke (Gas- und Dampfkraftwerke) bei gleichzeitig relativ hohen Wirkungsgraden, oder auch die Preisentwicklungen der jeweils konkurrierenden Energieträger.

Insgesamt dürfte die Gasmarktliberalisierung bisher keinen nennenswerten Einfluss auf die Erreichung klimapolitischer Ziele gehabt haben. Für die Zukunft kann zwar von einem indirekten, systematisch positiven Effekt ausgegangen werden; dieser wirkt jedoch primär über den Strommarkt. Daher werden im weiteren hauptsächlich liberalisierungsbedingte Entwicklungen auf den Strommärkten analysiert.

3 Strommarkt- und Unternehmensentwicklung

3.1 Einleitung

Die europäischen Strommärkte befinden sich in einem dramatischen Wandel. Marktöffnung, Privatisierung und ordnungspolitisch geforderte Entflechtungsmaßnahmen führen zu einem völligen Umbruch von Markt- und Unternehmensstrukturen.

Das Ausmaß des Strukturwandels ist in den einzelnen Ländern der EU noch sehr unterschiedlich. Neben Ländern wie England/Wales, Norwegen und Schweden, die ihren Elektrizitätsmarkt schon früh und vollständig dem Wettbewerb geöffnet haben, gibt es auch Länder, die ihre Märkte bisher nur im Rahmen der Mindestanforderungen der EU-Binnenmarkttrichtlinie liberalisiert haben (z.B. Belgien und Frankreich), so dass dort heute noch rund 70% des Marktes für Wettbewerber verschlossen sind (vgl. Abschnitt 1.1). Unterschiedlich sind auch die marktstrukturellen Voraussetzungen für einen wirksamen Wettbewerb in den einzelnen Ländern der EU. In Frankreich, Belgien und Italien wird der Elektrizitätsmarkt weiterhin über die gesamte Wertschöpfungskette von den ehemaligen Monopolunternehmen dominiert. Diese Marktstruktur in Verbindung mit den bestehenden Überkapazitäten in der Erzeugung sind schlechte Rahmenbedingungen für den Marktzutritt

von Wettbewerbern, eine Grundbedingung für das Entstehen eines wirksamen Wettbewerbs. Demgegenüber stehen Länder, die aufgrund ihrer pluralistischen Marktstruktur (wie z.B. Deutschland und Schweden) gute Voraussetzungen für das Entstehen eines funktionsfähigen Wettbewerbsmarktes aufweisen.

Im folgenden werden die aktuellen Trends in der Markt- und Unternehmensentwicklung skizziert und im Rahmen von zwei Fallstudien verdeutlicht. Als exemplarische Märkte wurden England/Wales und Schweden gewählt. England/Wales kann mittlerweile auf eine 10 jährige Erfahrung mit dem liberalisierten Elektrizitätsmarkt zurückblicken. Auch der schwedische Markt wurde früh (1996) dem Wettbewerb geöffnet und ist mit seiner mehrstufigen und pluralistischen Marktstruktur dem Aufbau des deutschen Strommarktes ähnlich.

3.2 Trends in der Markt- und Unternehmensentwicklung

Die bisher von den Unternehmen gewählten Wettbewerbsstrategien sind sehr unterschiedlich. Jedoch scheinen sich folgende Trends in der Markt- und Unternehmensentwicklung abzuzeichnen:

- Konzentration der Märkte und vertikale Integration der Unternehmen
- Internationalisierung der Geschäftsfelder
- Konvergenz der Wertschöpfungsstufen von Strom und Gas

3.2.1 Konzentration der Märkte und vertikale Integration der Unternehmen

Der europäische Strommarkt ist trotz der nahezu 1000 Erzeuger bereits konzentriert. In allen Ländern haben die 3 größten Erzeuger einen Marktanteil von über 40%. In Belgien, Frankreich und Italien (vor Kraftwerksverkäufen) hat das größte Unternehmen sogar einen Marktanteil von über 70%. Dennoch ist in den meisten Ländern die Marktkonzentration unter Wettbewerbsgesichtspunkten noch nicht bedrohlich. Die steigende Anzahl von Akquisitionen und Unternehmenszusammenschlüsse in der Stromerzeugung sind Indiz dafür, dass die Unternehmen durch externes Wachstum versuchen, Größenvorteile zu realisieren, um somit dem durch die Marktöffnung ausgelösten Kostendruck zu begegnen. Jüngste Beispiele für diese Entwicklung sind die Zusammenschlüsse der deutschen Unternehmen Veba/Viag und RWE/VEW in 2000 sowie die geplante Fusion der dominierenden spanischen Unternehmen Iberdrola und Endesa.

Gleichzeitig wird in Ländern mit einer hohen Marktkonzentration versucht, durch ordnungspolitische Eingriffe eine wettbewerbsfähige Marktstruktur zu schaffen. Enel in Italien musste aufgrund einer Regelung, die Betreibern einen Marktanteil über 50% untersagt, 30% seiner Erzeugungskapazität abstoßen und die französische Electricité de France (EdF) verkauft 6000 MW Erzeugungskapazität an Wettbewerber, um die wettbewerbsrechtliche Genehmigung ihrer Akquisition der deutschen EnBW zu erhalten.

Auf liberalisierten Märkten ist ein Trend zur vertikalen Integration zu beobachten. In Großbritannien wurden die Unternehmen im Rahmen der Privatisierung so restrukturiert, dass Erzeugung (National Power, PowerGen und Nuclear Electric) und Verteilung/Handel (RECs, Regional Electricity Companies) in separaten Unternehmen organisiert waren. 10 Jahre nach Marktöffnung haben mittlerweile alle RECs Erzeugungsinteressen und die großen Erzeuger sind über Aufkäufe von RECs im Endkundengeschäft und der Verteilung tätig ([Abschnitt 3.3](#)). Angesichts der Etablierung neuer Handelsplätze bedarf es seitens der Erzeuger jedoch einer ständigen Überprüfung ihrer vertikalen Integrationsstrategien. Sind die Märkte erst einmal im vollen Wettbewerb, werden viele Vorteile der vertikalen Integration obsolet. Solange der Wettbewerb auf dem Endkundenmarkt noch eingeschränkt ist, werden die betroffenen Erzeuger aufgrund der Marktsicherheit und der

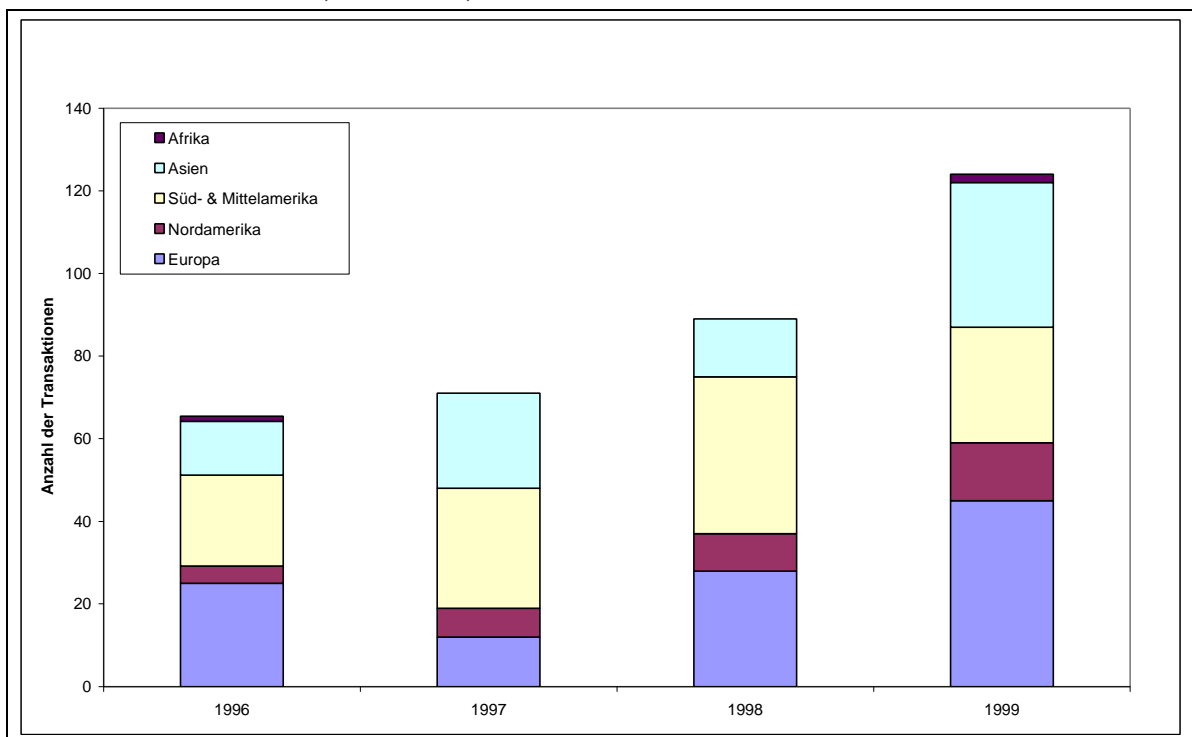
Möglichkeit der flexiblen Margengestaltung die vertikale Integration suchen oder versuchen, diese beizubehalten. Diese Vorteile werden in Zukunft aber immer weniger ins Gewicht fallen.

3.2.2 Internationalisierung

Die Internationalisierung der Elektrizitätswirtschaft folgt dem Trend anderer Industrien (z.B. Telekommunikation) und hat sich unter dem Einfluss von Marktöffnung und Privatisierung beschleunigt. Das ursprünglich vorherrschende Ordnungsmodell in der Elektrizitätswirtschaft war gekennzeichnet durch geographische Segregation der Märkte ohne direkten Wettbewerb. Unter diesen Rahmenbedingungen gab es wenig Anreize und Möglichkeiten zum Transfer operativer und technischer Fähigkeiten in neue Märkte.

Mit zunehmender Marktöffnung und Privatisierung stieg die Anzahl grenzüberschreitender Unternehmensübernahmen und Fusionen rapide an und erreichte 1999 mit 122 Transaktionen ihren Höhepunkt, ein Wachstum von 35% im Vergleich zum Vorjahr. Das Gesamtvolumen der abgeschlossenen Transaktionen betrug rund 40 Mrd. US\$. Europa war dabei dominierendes Investitionsziel mit einem Anteil von über 60% an den grenzüberschreitenden Investitionen.

Abbildung 1: Grenzüberschreitende Fusionen und Unternehmensübernahmen in der Elektrizitätswirtschaft – Welt, 1996-1999, Anzahl –



Quelle: Power in Europe (1999): 10-11.

Maßgebliche Triebfedern der Globalisierungstrends sind:

- *Die Realisierung von Größen- und Verbundeffekten*

Da die Unternehmen im ursprünglichen Ordnungsrahmen geographisch demarkiert waren, sind Größen- und Verbundvorteile nicht ausgeschöpft worden. Der zunehmende Kostendruck unter dem Einfluss von Wettbewerb bringt Unternehmen dazu, diese Potentiale zu realisieren. Selbst in den weiterhin bestehenden Monopolbereichen (Übertragung/Verteilung) zwingen strengere Regulierungsmaßstäbe (z.B. Umsatz- oder Erlöskappung) Unternehmen zu einer ef-

fizienteren Betriebsführung. Auch in den Netzbereichen ist daher mit einer steigenden Konzentration zu rechnen.

Die steigende Anzahl von Akquisitionen, Fusionen und strategischen Allianzen geben Zeugnis von dem Bemühen der Unternehmen, eine optimale Unternehmensgröße zu erreichen. Einer jüngsten Erhebung zufolge erwarten 90% der europäischen Energieversorger mittelfristig Objekt einer Fusion, Übernahme oder einer strategischen Allianz zu werden (PriceWaterhouse-Coopers [2000]: 14). Da die physischen Strommärkte expandieren, macht diese Entwicklung nicht an geographischen Grenzen halt. Die fortschreitende Integration der osteuropäischen Reformstaaten (ökonomisch und technisch durch die Integration in den europäischen Stromverbund) machen die dortigen Energieversorger zu einem attraktiven Ziel von Unternehmensübernahmen.

- *Der Kapitalbedarf in Schwellen- und Entwicklungsländern bei gleichzeitig geringen Wachstumsmöglichkeiten in den Industriestaaten*

In vielen Schwellen- und Entwicklungsländern besteht aufgrund steigender Energienachfrage ein hoher Investitionsbedarf. Die Finanzierungsmöglichkeiten von Infrastrukturmaßnahmen durch die öffentliche Hand sind aufgrund defizitärer Haushalte jedoch stark eingeschränkt. Die Privatisierung der Energieversorger und die Marktöffnung ist häufig die einzige Möglichkeit, den notwendigen Kapitalbedarf zu decken. Diese Entwicklung wird häufig gefördert durch Kreditbestimmungen überstaatlicher Finanzinstitute (Weltbank, Währungsfonds).

Gleichzeitig sehen sich die cashflow- starken Energieversorger in den Industriestaaten mit einer starken Erlösregulierung in einem Teils ihres traditionellen Geschäftes (Übertragung und Verteilung) und einer stagnierende Nachfrage in ihren Heimatmärkten konfrontiert. Externes Wachstum durch Akquisitionen in Schwellen- und Entwicklungsländern ist in dieser Situation ein Weg, diesen Restriktionen zu entgehen. Dieser Trend forciert die Entwicklung eines hybriden Geschäftsportfolios, das hohes Wachstum in Schwellen- und Entwicklungsländern mit geringem Investitionsrisiko in den Industriestaaten kombiniert.

3.2.3 Konvergenz der Märkte

Seit Mitte der 90er Jahre kann eine zunehmende Konvergenz der Wertschöpfungsketten für Strom und Gas beobachtet werden. Auslöser dieser Entwicklung waren die Öffnung der Strom- und Gasmärkte sowie die zunehmende Bedeutung von Erdgas in der Stromerzeugung.

Diese Entwicklung spiegelt sich einerseits wider in einer weltweit zunehmenden Anzahl von Fusionen, Kooperationen und Joint Ventures zwischen Strom und Gasunternehmen, andererseits in innovativen Kontrakten und Finanzinstrumenten, die es den Unternehmen erlauben, ohne den Erwerb von Eigentumsrechten (materielle Integration) Arbitragemöglichkeiten zwischen den Energieträgermärkten zu nutzen (Quasi-Integration).

Wichtige Voraussetzung für eine Strom- und Gaskonvergenz ist das Vorliegen von funktionierenden Märkten für Strom und Gas. In den USA, wo die Gas- und Elektrizitätsmärkte schon früh liberalisiert wurden, wurden zwischen 1997 und 1999 zwanzig Fusionen zwischen Strom- und Gasunternehmen mit einem Buchwert von mindestens 0,5 Mrd. US-\$ vollzogen. Acht dieser Transaktionen schufen vollständig entlang der Gas- und Elektrizitätswertschöpfungskette integrierte Unternehmen mit Aktivitäten von der Gasproduktion bis zum Stromverkauf (EIA [2000]: 23).

In England und Wales sind alle 12 RECs (Regional Electricity Companies) und die beiden dominierenden Erzeuger National Power und PowerGen über Tochtergesellschaften oder Beteiligungen auf verschiedenen Stufen der Gaswertschöpfungskette engagiert. In Kontinentaleuropa hinkt die Entwicklung der in den USA und Großbritannien aufgrund der späten Öffnung der Gasmärkte zwar hinterher, jedoch lassen die Kooperation wie die zwischen Endesa und Gas Natural und die Fusion von IVO und Neste eine ähnliche Entwicklung erwarten. In Deutschland sind die großen Stromversorger gleichzeitig wichtige Player auf dem Gasmarkt (z.B. RWE, E.on). Zudem liegt in Ländern wie Deutschland und den Niederlande eine historisch bedingte Strom/Gas-Konvergenz vor, da viele Querverbund- Unternehmen sowohl im Strom als auch im Gasgeschäft tätig sind.

3.3 Fallstudie: England/Wales

3.3.1 Marktorganisation und institutionelle Rahmenbedingungen

Mit der Verabschiedung des *Electricity Act* am 27. Juli 1989 wurde der Weg für die Restrukturierung der Elektrizitätswirtschaft in England/Wales geebnet. Das Ziel war, die bisher staatlichen Elektrizitätsmonopole zu privatisieren und einen wettbewerblichen Strommarkt zu etablieren. Die Restrukturierung der Elektrizitätswirtschaft in England/Wales wurde sukzessive realisiert. Sowohl die Privatisierung der Stromunternehmen als auch die Einführung von Wettbewerb geschah in Stufen.

Vor der Liberalisierung des Marktes war die Elektrizitätswirtschaft in England und Wales durch ein staatliches Unternehmen dominiert, das *Central Electricity Generating Board* (CEGB), welches für die Erzeugung und Übertragung von Elektrizität als Monopolist verantwortlich war. Es belieferte auf Großhandelsebene 12 Area Distribution Boards, die in geschlossenen regionalen Versorgungsgebieten den überwiegenden Teil der Verbraucher mit Elektrizität versorgten und die Verteilungsnetze betrieben (o.V. [1999]: 2). Zu Beginn der Restrukturierung wurde das CEGB in vier separate Unternehmen zerteilt. Die Erzeugungskapazitäten wurden auf drei neugegründete Unternehmen, National Power (NP), PowerGen (PG) und Nuclear Electric (NE) aufgeteilt. Sämtliche fossil betriebenen Kraftwerke wurden dabei unparitätisch auf NP und PG verteilt, die Atomkraftwerke bekam NE zugewiesen (o.V. [2000a]: 3). NP und PG wurden in zwei Schritten privatisiert, während NE zunächst im Staatsbesitz verblieb (Tabelle 3) und 1996 aufgespaltet wurde. Die Kraftwerke neueren Datums wurden in der Holding British Energy mit ihren Tochtergesellschaften Nuclear Electric und Scottish Nuclear zusammengefasst und privatisiert, während die älteren als Magnox Electric unter staatlicher Kontrolle und 1998/99 in British Nuclear Fuels (BNFL) eingegliedert wurden (o.V. [2000b]: 3f).

Als viertes Unternehmen wurde die Übertragungsnetzgesellschaft National Grid Company (NGC) gegründet. Die NGC betreibt das Übertragungsnetzes im Höchst- und Hochspannungsbereich (400 kV/275 kV) und ist für die Systemsteuerung und Systemdienstleistungen verantwortlich.

Über die Tochtergesellschaft NGC Settlements Ltd. nimmt sie überdies Abrechnungsfunktionen im Stromspotmarkt wahr (Riechmann [1999]: 37). Die NGC wurde zunächst als Tochtergesellschaft der 12 *Area Boards* privatisiert und im Dezember 1995 von deren Nachfolgern auf Druck der Regulierungsbehörde an die Börse gebracht.¹⁰

¹⁰ Die Regionalunternehmen waren zum Verkauf ihrer Anteile verpflichtet worden. Nach dem Börsengang der NGC wurde der maximale Anteil auf 1% des Aktienkapitals beschränkt.

Die 12 *Area Boards* wurden in unabhängige *Regional Electricity Companies* (REC) umgewandelt und blieben Eigentümer und Betreiber der regionalen Verteilungsnetze. Aufgrund der sukzessiven wettbewerblichen Öffnung des Endverbrauchermarktes belieferten sie zunächst noch monopolistisch die kleinen und mittelgroßen Endverbraucher in ihrem Versorgungsgebiet.

Der Staat behielt nach der Privatisierung weiterhin *golden shares* an den Elektrizitätsunternehmen, die den Anteil einzelner Investoren auf 15% begrenzte. Die *golden shares* an den REC's wurden 1995 aufgehoben, wodurch der Weg für größere Kapitalbeteiligungen, Übernahmen und Fusionen geebnet wurde. Der Akquisitionsvorbehalt an den Erzeugungsunternehmen National Power, PowerGen und der NGC ist weiterhin gültig.

**Tabelle 3: Chronologie der Restrukturierung der Stromwirtschaft
– England/Wales -**

Datum	Ergebnis
1983	Verabschiedung des Energy Act 1983 (Lockerung des Erzeugungsmonopols)
02.03.88	<i>White Paper</i> zur Privatisierung der Elektrizitätswirtschaft
27.07.89	Verabschiedung des <i>Electricity Act</i> 1989
09.11.89	Rückzug von der Privatisierung der Atomkraftwerke
30.03.90	Gründung Electricity Association
31.03.90	Gründung der Regionalverteilungsunternehmen (REC), National Power, PowerGen, Nuclear Electric, National Grid Company, Hydro Electric, ScottishPower und Scottish Nuclear Electricity Pool eröffnet den Handel Regulierungsbehörd
11.12.90	<i>Floating</i> der Regionalverteilungsunternehmen (REC)
12.03.91	<i>Floating</i> von 60% von National Power und powerGen
18.06.91	<i>Floating</i> von Hydro Electric und ScottishPower
01.04.94	Wettbewerbliche Öffnung für Kunden mit einer Spitzenlast von mehr als 100 KW
06.03.95	<i>Floating</i> der restlichen 40% von National Power und PowerGen
31.03.95	Aufhebung der <i>golden shares</i> der Regierung an den REC
20.11.95	Gründung von First Hydro (als Tochter der NGC)
31.03.96	Gründung von British Energy und seiner Tochterunternehmen Nuclear Electric und Scottish Nuclear
15.07.96	<i>Floating</i> von British Energy
03.12.96	Abschluß der Privatisierung, Verkauf der letzten Beteiligungen der Regierung
11.12.96	Floating der National Grid Company, REC verkaufen ihre Anteile an der NGC
01.09.98	Wettbewerbliche Öffnung für alle Kunden (inkl. Tarifkunden)

Quelle: eigene Darstellung

Der Wettbewerb auf dem Erzeugungsmarkt war mit dem Inkrafttreten des Electricity Act am 1. April 1990 vollständig etabliert. An diesem Tage begann der Handel am (verpflichtenden) Stromspotmarkt England/Wales, dem *Electricity Pool*. Alle registrierten Mitglieder des Pools konnten ab diesem Zeitpunkt ihren erzeugten Strom im Wettbewerb mit anderen Erzeugern auf Basis von Grenzkostenpreisen anbieten. Auf Verbraucherebene jedoch erfolgte die wettbewerbliche

Öffnung nur sukzessive. Mit Inkrafttreten des *Electricity Act* im April 1990 war es lediglich ca. 5.000 Großkunden mit einer Stromnachfrage von mehr als 1 MW erlaubt, ihren Stromlieferanten frei zu wählen. Im April 1994 wurde diese Grenze auf eine Mindestlast von 100 KW reduziert, wodurch ungefähr weitere 50.000 Abnehmer Zugang zum wettbewerblichen Strommarkt erhielten (Riechmann [1999]: 45). Erst im September 1998 wurde ein vollständiger Endverbraucherwettbewerb etabliert. Seit diesem Zeitpunkt können alle Stromverbraucher ihren Stromanbieter frei wählen.

3.3.2 Entwicklung der Markt- und Unternehmensstruktur

Seit Privatisierung und Marktöffnung zu Beginn der 90er Jahre hat sich das Gesicht des englisch-walisischen Elektrizitätsmarktes dramatisch gewandelt.

Auf dem Erzeugungsmarkt führten vom Regulierer erzwungene Kraftwerksverkäufe und der partielle Rückzug der großen Stromerzeuger National Power und PowerGen zu einer signifikanten Dekonzentration des Marktes.

Eine Welle von Unternehmensübernahmen führte dazu, dass nahezu alle aus der Privatisierung hervorgegangenen Unternehmen zumindest einmal den Eigentümer gewechselt haben. Diese Entwicklung wurde begleitet vom Markteintritt neuer Player auf dem Strommarkt. Viele dieser neuen Marktteilnehmer kamen aus dem Ausland oder waren zuvor in stromfremder Branchen wie z. B. der Gas- u. Wasserwirtschaft tätig. Gleichzeitig sind mittlerweile RECs und die beiden großen Erzeuger National Power und PowerGen auch im Gasmarkt engagiert.

3.3.3 Dekonzentration des Erzeugungsmarktes

Durch Kraftwerksschließungen, erzwungene Deinvestitionen der großen Erzeuger National Power und PowerGen und den Markteintritt neuer Unternehmen hat sich die Anzahl der Player auf dem Strommarkt von 7 auf 35 erhöht.¹¹ Gleichzeitig sank der gemeinsame Marktanteil (Erzeugung) von National Power und PowerGen von 74% in 1990/91 auf 39% in 1998/1999.

**Tabelle 4: Marktanteile in der Stromerzeugung
– England/Wales; 1990/91-1998/99; Erzeugung (TWh) -**

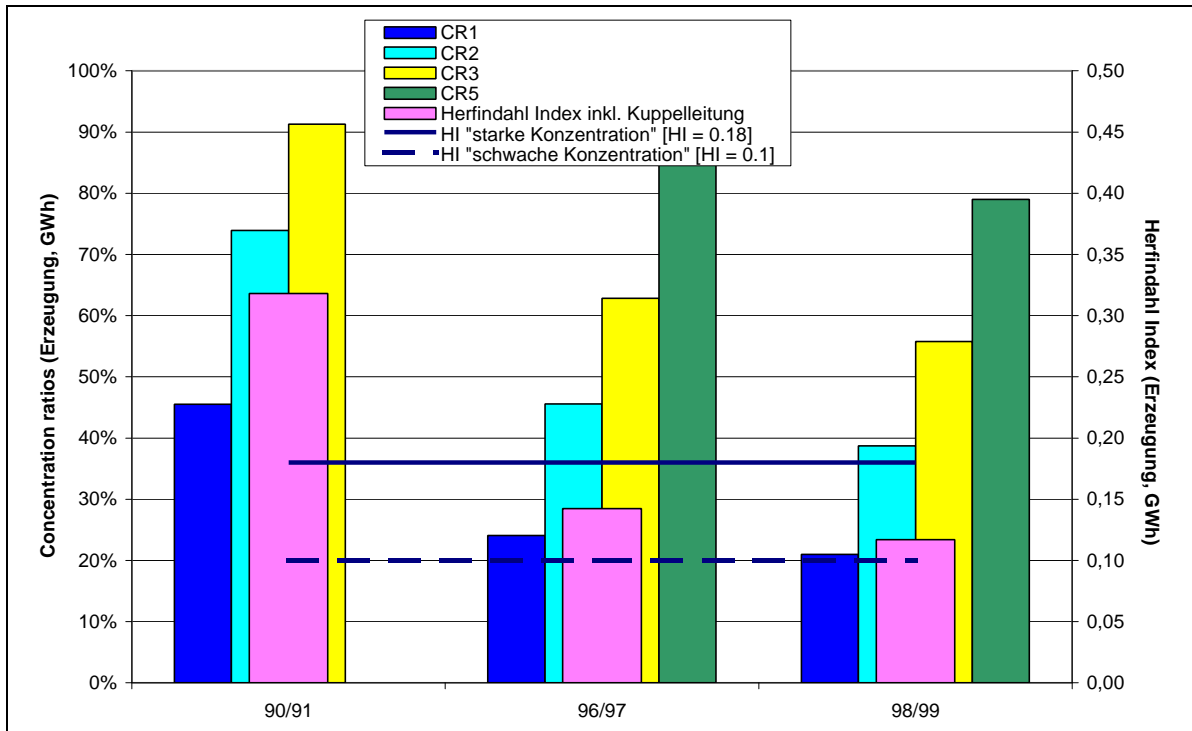
	1990/91		1994/95		1996/97		1998/99	
	Erzeugung TWh	Marktanteil	Erzeugung TWh	Marktanteil	Erzeugung TWh	Marktanteil	Erzeugung TWh	Marktanteil
National Power	122,0	45,5%	92,6	33,8%	69,3	24,1%	62,0	21,0%
PowerGen	76,1	28,4%	71,3	26,0%	61,8	21,5%	52,2	17,7%
British Energy	46,6	17,4%	61,1	22,3%	49,5	17,2%	50,5	17,1%
BNFL Magnox Generation	-	-	-	-	19,9	6,9%	23,6	8,0%
TXU Europe Group	-	-	-	-	17,8	6,2%	22,7	7,7%
Andere	4,6	1,7%	25,2	9,2%	43,5	15,2%	62,0	21,0%
Kuppelleitungen	18,8	7,0%	23,8	8,7%	25,3	8,9%	22,1	7,5%
Summe	268,0	100,0%	274,0	100,0%	287,2	100,0%	295,1	100,0%

Quelle: Electricity Association (2000)

¹¹ National Power und PowerGen verloren 1995/96 insgesamt 13 GW durch Kraftwerksschließungen. Darüber hinaus wurden sie gezwungen, 4 GW (National Power) bzw. 2 GW (PowerGen) zu veräußern. Käufer war das Regionalunternehmen Eastern Group (später Energy Group), das nach der Übernahme durch das amerikanische Unternehmen Texas Utilities unter TXU Europe firmiert.

Die Veränderung der Marktstruktur lässt sich auch an der Entwicklung der absoluten Konzentrationsmaße darstellen.¹² Da National Power und PowerGen erhebliche Marktanteile verloren haben, ist auch die Marktkonzentration von hohen $HI=0,32$ auf moderate $HI=0,12$ zurückgegangen.

Abbildung 2: Absolute Konzentration in der Stromerzeugung - England und Wales; 1990/91 bis 1998/99; Herfindahl-Index und CR (concentration ratio) bezogen auf Erzeugung (GWh) -



Quelle: Electricity Association (2000), eigene Berechnungen

Weitere bereits beschlossene Kraftwerksverkäufe werden den Marktanteil von National Power und PowerGen weiter reduzieren und gleichzeitig das Gewicht der (amerikanischen) Newcomer stärken:

- der Verkauf von zwei Kohlekraftwerken an das amerikanische Unternehmen Edison Mission Energy (Edison) wird den Marktanteil PowerGens an der Erzeugung von 17,7% auf 14% reduzieren. Edison wird durch diese Transaktion sechstgrößter Erzeuger mit einem Marktanteil von 5%.
- durch den Verkauf von 4000 MW kohlebefeuerter Kraftwerke an das amerikanische Unternehmen AES Corporation (AES) wird National Powers Marktanteil an der Erzeugung von 21%

¹² Konzentrationsraten (CR) und Herfindahl-Index (HI) sind Kennzahlen für die absolute Marktkonzentration. CR_x bezeichnet den Marktanteil der x größten Unternehmen. Der Herfindahl-Index berechnet sich aus der Summe der quadrierten Kapazitätsanteile der Unternehmen. Die Bewertung der Konzentrationsmaße orientiert sich an der internationalen Praxis bei der Wettbewerbsaufsicht. In Deutschland wird eine marktbeherrschende Stellung vermutet, wenn ein Unternehmen einen Marktanteil von mehr als $1/3$ hat (CR_1), die zwei (CR_2) oder drei größten Unternehmen (CR_3) einen Marktanteil von mindestens 50 % haben oder die fünf größten Unternehmen (CR_5) mindestens $2/3$ Marktanteil auf sich vereinigen (§ 22 Abs. 3 Nr. 1. und § 2 GWB). Die amerikanische Wettbewerbsaufsicht geht von folgenden Indikationen aus:

$HI \leq 0,10 < 0,18$ = geringe Konzentration; $0,10 \leq HI < 0,18$ = moderate Konzentration; $0,18 \leq HI$ = hohe Konzentration.

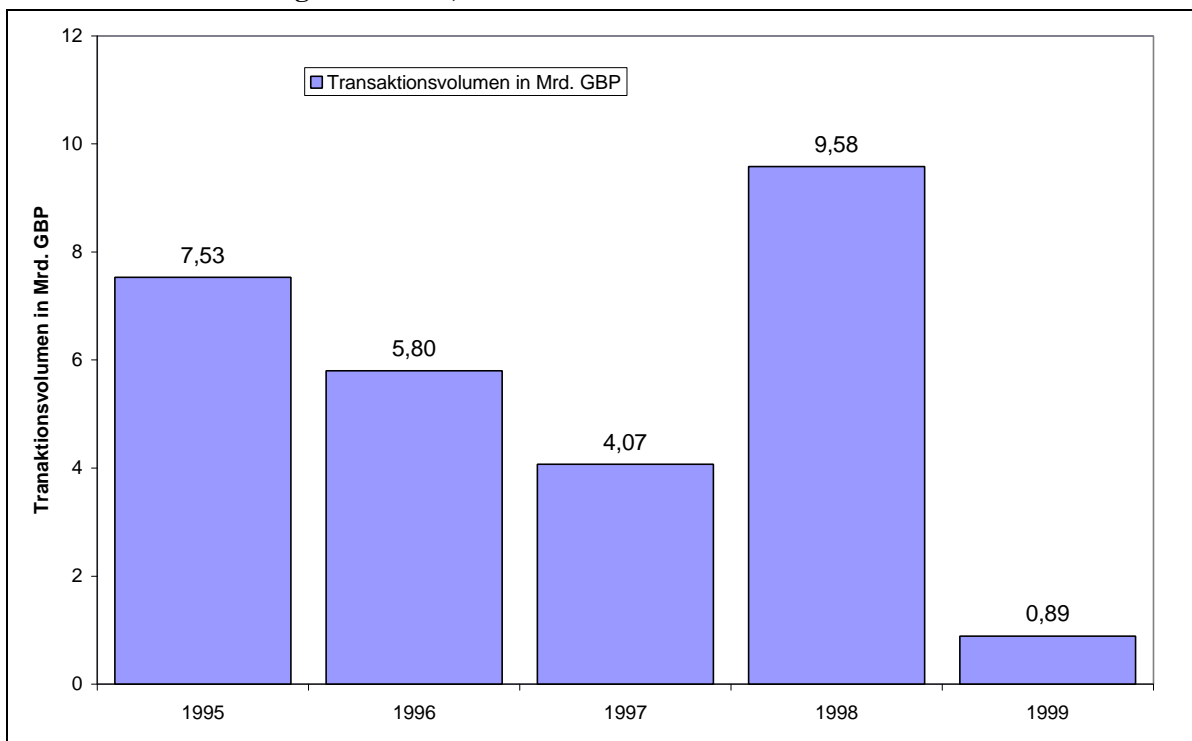
auf 13% sinken. Weitere geplante Kraftwerksverkäufe würden den Marktanteil von National Power weiter auf 8% reduzieren.

3.3.4 Fusionen und Unternehmensübernahmen

Seit September 1995 wurden auf dem Elektrizitätsmarkt England/Wales 24 Fusionen, Unternehmensübernahmen und große Kapitalbeteiligungen mit einem Gesamtwert von mehr als 27 Mrd. Pfund realisiert.

Mit Ausnahme von First Hydro und Magnox Electric waren ausschließlich regionale REC's das Ziel von Fusionen und Übernahmen.¹³ Ursächlich dafür ist, dass die *golden shares* des Staates an den Erzeugern und der NGC bis heute Gültigkeit besitzen und die Beteiligungen einzelner Investoren an den Stromunternehmen auf 15% begrenzen.

Abbildung 3: M&A – Transaktionsvolumen auf dem Elektrizitätsmarkt - England/Wales; 1995-1999 –Mrd. GBP -



Quelle: EWI M&A Datenbank

Abbildung 3 gibt einen Überblick über die aggregierten Transaktionssummen in den Jahren 1995 bis 1999. Es ist zu beobachten, dass die Fusionsaktivitäten in den Jahren 1995 und 1998 besonders stark ausgeprägt waren. Im Jahre 1995 umfasste das Fusionsvolumen 7,5 Mrd. Pfund, 1998 sogar annähernd 9,6 Mrd. Pfund. Addiert man zum Transaktionswert von 1995 die Werte der zwei Fusionen, die im Januar 1996 abgeschlossen wurden, summiert er sich auf 10,4 Mrd. Pfund. Ausgelöst wurde die Fusionswelle 1995 durch die Aufhebung der staatlichen *golden shares* an den RECs am 31.03.1995. Investoren war es erstmals möglich, Beteiligungen von mehr als 15% an einem Regionalverteilungsunternehmen zu erwerben. In nur fünf Monaten zwischen September 1995 und Januar 1996 erfolgten daraufhin sieben Fusionen mit einem gesamten Transaktionsvolumen von 10,4 Mrd. britischen Pfund. Es traten vor allem Käufer in Erscheinung, die bisher nicht im Strommarkt

¹³

Magnox Electric wurde in die ebenfalls staatliche BNFL – Gruppe im Januar 1998 eingegliedert.

England/Wales tätig waren, amerikanische Elektrizitätsunternehmen, das Konglomerat Hanson und zwei britische Wasserversorger sowie ScottishPower. Die zweite Übernahmewelle im Jahre 1998 wurde durch den Rückzug einiger amerikanischer Investoren aus dem englischen Markt ausgelöst. Die Käufer waren nun vornehmlich englische Stromerzeuger und die französische EDF. Mittlerweile befinden sich von den 21 Unternehmenseinheiten in Verteilung und Verkauf 11 in der Hand ausländischer Investoren.

3.4 Fallstudie Schweden

3.4.1 Marktorganisation und institutionelle Rahmenbedingungen

Der schwedische Elektrizitätsmarkt wurde 1996 auf Basis des *Electricity Act* dem Wettbewerb geöffnet. Anders als in den meisten EU Mitgliedsländern erfolgte die Marktöffnung von Beginn an vollständig für alle Marktteilnehmer. Mit Inkrafttreten des Gesetzes könnten die Übertragungs- und Verteilungsnetze von allen Netznutzern zu veröffentlichten Konditionen genutzt werden.

Um einen transparenten und diskriminierungsfreien Netzzugang zu gewährleisten, sind Unternehmen, die Netzdienstleistungen (Übertragung und Verteilung) anbieten, verpflichtet, ihre Handels- und Erzeugungsaktivitäten von ihrem Netzgeschäft zu trennen (Unbundling). Übertragungsnetzbetreiber (380/220 kV) ist das staatseigene Unternehmen Svenska Kraftnät. Svenska Kraftnät war schon 1992 durch die Übernahme des Übertragungsnetzes und der internationalen Kuppelleitungen von Vattenfall als vollständig entbundelter Netzbetreiber installiert worden. Auf der Regionalnetzebene existieren in Schweden 10 Netzbetreiber, von denen die größten Vattenfall Regionnät und Sydkraft sind. Die Stromverteilung wird von rund 200 meist kommunalen Unternehmen wahrgenommen. Die Regulierung der Netzgesellschaften und deren Netznutzungspreise obliegt der schwedischen Regulierungsbehörde Energiemyndigheten (vor 1998 NUTEK).

Seit 1996 ist Schweden dem skandinavischen Großhandelsmarkt NordPool angeschlossen. Die Teilnahme an dieser Börse ist freiwillig. Über NordPool wird etwa 30% des Stromhandels in Skandinavien abgewickelt, der übrige Teil wird über bilaterale Kontrakte abgewickelt.

3.4.2 Entwicklung von Markt- und Unternehmensstruktur

Seit Beginn der Marktöffnung ist die Markt- und Unternehmensentwicklung von folgenden Trends gekennzeichnet, die sich teilweise schon im Vorfeld der Liberalisierung andeuteten:

- Konsolidierung des Verteilungs- und Handelsgeschäftes
- Marktzutritt ausländischer Unternehmen
- Konzentration in der Stromerzeugung

3.4.2.1 Konsolidierung des Verteilungs- und Handelsgeschäftes

Die Restrukturierung des Verteilungsgeschäftes durch Fusionen und Unternehmensübernahmen hat sich durch die Marktöffnung nochmals beschleunigt. Seit Beginn der 90er Jahre hat sich die Anzahl der Unternehmen von rund 300 auf 200 Unternehmen reduziert (Tabelle 5). Zumeist kleinere Unternehmen waren von dieser Marktberreinigung betroffen. Da die Regulierung des Netzgeschäftes die Kapitalverzinsung relativ gering war, waren die Unternehmen gezwungen, durch Zusammenschlüsse zu wachsen und so effizienter zu werden.

**Tabelle 5: Anzahl der Stromverteilungsunternehmen
- Schweden; 1991- 1999 -**

Anzahl der Unternehmen	1991	1993	1995	1997	1999
	289	277	273	223	210

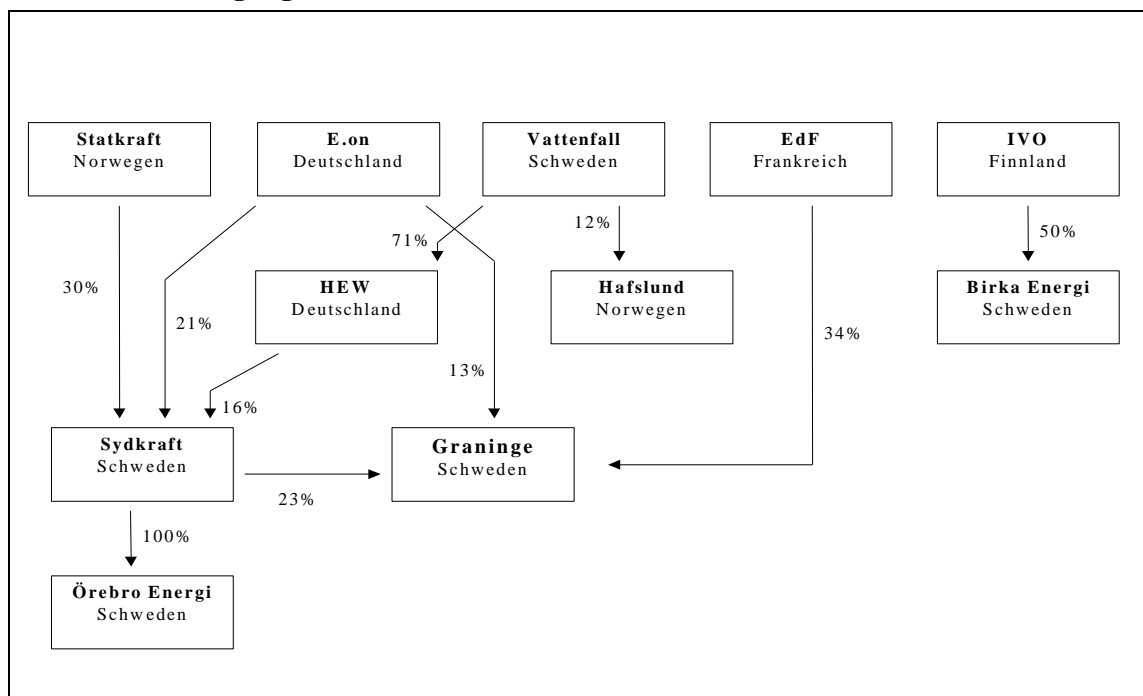
Quelle: Swedish National Energy Administration (versch. Jahrgänge)

Im Stromhandel zeichnet sich eine ähnliche Entwicklung ab. Mit Beginn der Marktöffnung waren die ursprünglich vertikal integrierten kommunalen Stromunternehmen gezwungen, den Handelsbereich vom Netzgeschäft zu trennen, um die Unbundlingvorschriften zu erfüllen. Schon früh zeichnete sich ab, dass insbesondere kleine Unternehmen nicht über die Ressourcen und das Know How verfügten, im wettbewerblichen Stromhandel zu bestehen. Insbesondere der Börsenhandel und das dadurch notwendige Risikomanagement überforderten viele Handelsunternehmen. In der Folge haben sich viele Unternehmen zu Handelsgesellschaften zusammengeschlossen oder verkauft ihr Handelsgeschäft. Käufer waren zumeist die großen Stromversorgungsunternehmen wie Sydkraft, Vattenfall und Gräninge aber auch Unternehmen aus der Mineralölwirtschaft (OK, Shell, Statoil) nutzten diese Möglichkeit, schnell auf dem Strommarkt Fuß zu fassen.

3.4.2.2 Marktzutritt ausländischer Unternehmen auf dem Erzeugungsmarkt

Abbildung 4 zeigt die Beteiligungen ausländischer Unternehmen an schwedischen Stromversorgern. Seit 1996 haben ausländische Unternehmen ihr Engagement auf dem schwedischen Strommarkt massiv ausgeweitet.

Abbildung 4: Engagement ausländischer Unternehmen auf dem schwedischen Erzeugungsmarkt- Stand Ende 2000



Quelle: EWI M&A Datenbank

Der zweitgrößte Stromversorger des Landes Sydkraft ist mittlerweile mehrheitlich im Besitz ausländischer Unternehmen. Die norwegische Statkraft ist mit einem Anteil von 30% größter Investor, gefolgt von den deutschen Unternehmen E.on (21%) und HEW (15,7%). Vorbehaltlich der kartellrechtlichen Genehmigung wird die E.on mit dem Erwerb weiterer 8,7% von schwedischen Kommunen und der Übernahme des HEW-Anteils Mehrheitsaktionär bei der Sydkraft werden. Das fin-

nische Energieunternehmen Fortum Energy ist das wohl aktivste ausländische Unternehmen auf dem schwedischen Strommarkt. Seit 1996 hat es mit der Übernahme von Gullspangs Kraft, dem Anteilserwerb an Stockholm Energie (50%) und dem Kauf der Kraftwerke von Stora Enso eine bedeutende Marktposition erreicht.

Gleichzeitig haben schwedische Unternehmen via Kapitalbeteiligungen mittlerweile eine starke Position im grenznahen Ausland erworben. So hat sich Vattenfall durch den Erwerb der Mehrheit an HEW, der BEWAG (unter Vorbehalt) und der ostdeutschen VEAG als „vierte Kraft“ neben E.on, RWE und EdF/EnBW auf dem deutschen Strommarkt etabliert.

Beide Entwicklungen sind ein klares Indiz für das Zusammenwachsen des nordeuropäischen Strommarktes, beschleunigt durch den gemeinsamen Großhandelsmarkt für Strom und den weiteren Ausbau der grenzüberschreitenden Übertragungsnetze.

3.4.2.3 Konsolidierung in der Stromerzeugung

Die Konsolidierung des Stromerzeugungsmarktes begann Anfang der 90er Jahre und hat sich unter dem seit Beginn der Marktöffnung zunehmenden Kostendruck weiter fortgesetzt (Tabelle 6).

Tabelle 6: Marktanteile in der Stromerzeugung – Schweden; 1990, 1995, 1999; Erzeugung (GWh)-

	1990		1995		1999	
	Erzeugung (GWh)	Marktanteil (%)	Erzeugung (GWh)	Marktanteil (%)	Erzeugung (GWh)	Marktanteil (%)
VattenfallAB	75,8	53,3	73,8	51,5	79,6	52,9
Sydkraft AB	23,2	16,3	26,6	18,6	27,5	18,3
<i>Bakab Energi</i> ¹	5,6	3,9				
Birka Energi					27,0	17,9
<i>Stockholm Energi</i> ²	7,9	5,6	10,5	7,3		
<i>Gullspang Kraft</i> ³	4,3	3,0	8,3	5,8		
<i>Uddeholm Kraft</i> ⁴	4,1	2,9				
<i>AB Elverk</i> ⁵	2,2	1,5	2,2	1,5		
<i>Stora Kraft</i> ⁶	6,4	4,5	5,8	4,0		
Graninge	2,9	2,0	2,5	1,7	3,0	2,0
Skelleftea Kraft	2,4	1,7	2,5	1,7	2,6	1,7
Andere	7,4	5,2	11,1	7,7	10,8	7,2
Summe	142,2	100,0	143,3	100,0	150,5	100,0

1) 1995 von Sydkraft übernommen. 2)3) 1998 zu Birka Energi fusioniert 4) 1992 von Gullspang übernommen worden
5) 1996 von Gullspang übernommen worden 6) 1999 von Fortum (50% Eigner an Birka) übernommen worden

Quelle: Swedish National Energy Administration (verschiedene Jahrgänge)

Der Anteil der drei größten Unternehmen an der Stromerzeugung stieg von rund 75% auf über 90% an. Von den 10 größten Unternehmen sind in diesem Zeitraum 6 durch Aufkäufe bzw. Fusionen vom Markt verschwunden. Gleichzeitig ging der Einfluss kommunaler Investoren in der schwedischen Stromerzeugung durch den Verkauf der Anteile an Sydkraft und Gullspang an ausländische Unternehmen zurück. Da der größte schwedische Stromerzeuger Vattenfall in Staatsbesitz ist, ist der öffentliche Einfluss in der schwedischen Stromerzeugung jedoch weiterhin stark.

4 Erzeugungsbasis und Verbrauch

Der Einfluss der Energiemarktöffnung auf die Stromerzeugungsbasis äußert sich in der Veränderung des Kraftwerksparks infolge unternehmerischer Investitionsentscheidungen in Neuanlagen und Stilllegungen älterer, nicht mehr wettbewerbsfähiger Kraftwerke. Da typische Lebensdauern von Kraftwerken 20 bis 40 Jahre betragen, vollzieht sich die Umstrukturierung der Stromerzeugungsbasis vergleichsweise langsam. Dennoch ist der Einfluss der Marktöffnung auf die Stromerzeugung in den Ländern bereits erkennbar.

Im Vereinigten Königreich startete die Öffnung des Strommarkts 1990 als erstes; andere Länder folgten. Im weiteren wird die Entwicklung der Stromerzeugungsbasis über die zurückliegende Dekade dokumentiert. Dabei wird zunächst die Stromerzeugung des gesamten Kraftwerksparks dargestellt. Aufgrund ihrer klimapolitischen Bedeutung wird die Entwicklung der gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme (Kraft-Wärme-Kopplung) im Anschluss für ausgewählte Länder separat dargestellt.

4.1 Entwicklung des Energieträgereinsatzes in der Elektrizitätserzeugung

Im folgenden wird der Energieträgereinsatz für die Länder Norwegen, Schweden, Finnland, Dänemark, Niederlande, Australien, das Vereinigte Königreich sowie für die USA dargestellt.

Beim Vergleich der Länder (Tabelle 7 sowie Abbildung 5) wird deutlich, dass die Aufteilung der Erzeugungsbasis auf die einzelnen Energieträger in den meisten Ländern in den letzten 10 Jahren relativ stabil war. In den auf Wasserkraft und Kernenergie basierenden Stromerzeugungssystemen Norwegens und Schwedens ebenso wie in den stark kohlebasierten Systemen in Australien und den USA hat sich die Energieträgerstruktur kaum verändert.

Im Vereinigten Königreich sind Kohle und Öl sehr stark durch Gas ersetzt worden, eine Entwicklung, die direkt mit der Liberalisierung zusammenhängt.

In Finnland ist Kohle durch erneuerbare Energien ersetzt worden, in Dänemark und in den Niederlanden durch Gas und erneuerbare Energien.

Gewinner im Substitutionswettbewerb waren Gas und regenerative Energien. Gas hat sich aus wirtschaftlichen Gründen durchgesetzt, das Vordringen der erneuerbaren Energien war energiepolitisch bestimmt. Die Liberalisierung dürfte den Trend zu umweltfreundlicheren Energieträgern in der Stromerzeugung eher gefördert haben.

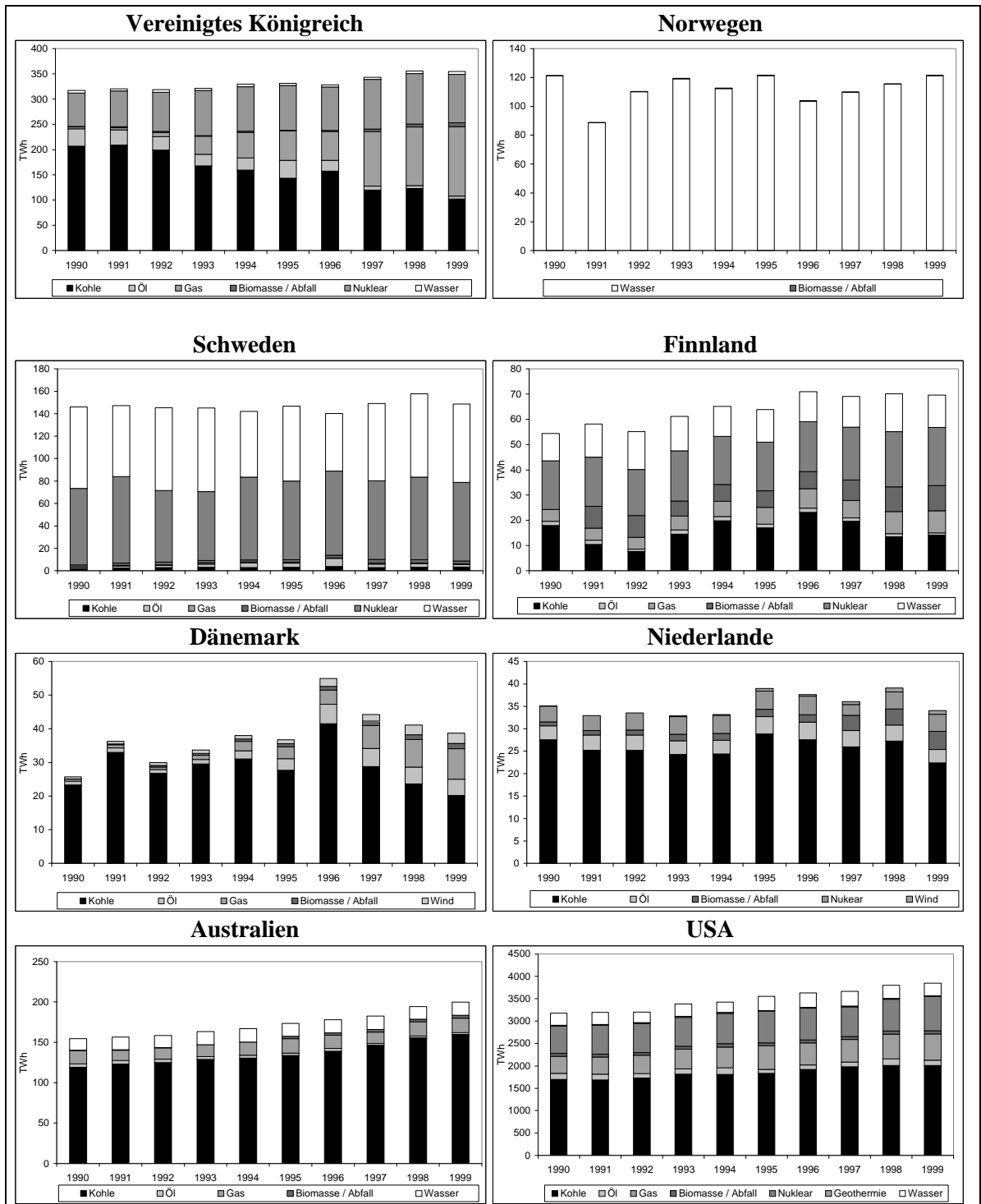
**Tabelle 7: Energieträgereinsatz zur Stromerzeugung
- Vereinigtes Königreich, Norwegen, Schweden, Finnland, Dänemark,
Niederlande, Australien, USA; 1990–1999; Anteile (%)**

	Vereinigtes Königreich			Norwegen			Schweden			Finnland		
	1990	1999	1990-1999	1990	1999	1990-1999	1990	1999	1990-1999	1990	1999	1990-1999
	%	%	Prozentpunkte	%	%	Prozentpunkte	%	%	Prozentpunkte	%	%	Prozentpunkte
Kohle	65,3	28,9	-36,4	0,2	0,2	0,0	1,2	2,2	1,0	33,0	20,2	-12,8
Gas	1,1	38,6	37,4	0,0	0,2	0,2	0,3	0,4	0,1	8,6	12,7	4,1
Kernenergie	20,7	27,1	6,3	0,0	0,0	0,0	46,7	47,0	0,3	35,3	33,0	-2,3
Öl	10,8	1,6	-9,2	0,0	0,0	0,0	0,8	1,5	0,7	3,1	1,3	-1,8
Wasser	1,6	1,5	-0,1	99,6	99,3	-0,3	49,7	46,9	-2,7	20,0	18,4	-1,5
Übrige	0,4	2,4	2,0	0,2	0,3	0,1	1,3	1,9	0,6	0,0	14,4	14,4
Summe	100,0	100,0		100,0	100,0		100,0	100,0		100,0	100,0	

	Dänemark			Niederlande			Australien			USA		
	1990	1999	1990-1999	1990	1999	1990-1999	1990	1999	1990-1999	1990	1999	1990-1999
	%	%	Prozentpunkte	%	%	Prozentpunkte	%	%	Prozentpunkte	%	%	Prozentpunkte
Kohle	90,6	52,1	-38,5	38,3	25,9	-12,4	77,1	80,0	2,9	53,4	52,2	-1,3
Gas	2,6	23,4	20,8	51,0	60,6	9,6	10,6	9,0	-1,6	12,0	15,2	3,2
Kernenergie	0,0	0,0	0,0	4,9	4,4	-0,4	0,0	0,0	0,0	19,2	20,0	0,8
Öl	4,1	12,6	8,5	4,3	3,5	-0,9	2,7	1,1	-1,6	4,1	3,1	-1,0
Wasser	0,1	0,1	0,0	0,2	0,1	-0,1	9,2	8,1	-1,1	8,6	7,2	-1,4
Übrige	2,6	11,9	9,3	1,3	5,6	4,2	0,4	1,7	1,3	2,7	2,2	-0,4
Summe	100,0	100,1		100,0	100,0		100,0	100,0		100,0	100,0	

Quelle: IEA (verschiedene Jahrgänge): Electricity Information; eigene Berechnungen

Abbildung 5: Energieträgereinsatz zur Stromerzeugung – Vereinigtes Königreich, Norwegen, Schweden, Finnland, Dänemark, Niederlande, Australien, USA; 1990–1999; TWh –



Quelle: IEA (verschiedene Jahrgänge): Electricity Information.

4.2 Stromerzeugungskapazitäten

Die Stromerzeugungskapazitäten in den betrachteten Ländern haben sich unterschiedlich entwickelt (Tabelle 8). In Dänemark und Finnland wuchsen im Zeitraum von 1990 bis 1998 die installierten Kapazitäten um 37% bzw. 22%, wobei dort die Investitionen der Unternehmen der öffentlichen Versorgung für den Anstieg verantwortlich waren. Während dies auch für die Niederlande gilt, haben in den USA hauptsächlich die Unternehmen außerhalb der öffentlichen Versorgung zu dem Kapazitätsanstieg beigetragen. Im Vereinigten Königreich wurden die leicht rückgängigen Kapazitäten im Bereich der öffentlichen Versorgung durch Investitionen der Eigenerzeuger in Erzeugungskapazitäten kompensiert.

Tabelle 8: Maximale Stromerzeugungskapazität (jeweils 31. Dezember)
 – **Vereinigtes Königreich, Norwegen, Schweden, Finnland, Dänemark,**
Niederlande, Australien, USA; 1990–1998; GW, Veränderungen in % –

Land	Gesamt			Öffentliche Versorgung			Eigenerzeuger		
	1990	1998	Veränderung	1990	1998	Veränderung	1990	1998	Veränderung
Dänemark	9,1	12,5	37%	9,0	12,0	34%	0,2	0,5	231%
Finnland	13,2	16,2	22%	11,4	13,8	21%	1,8	2,3	31%
Niederlande	17,6	20,2	15%	15,3	17,4	14%	2,2	2,8	26%
USA	733,0	784,8	7%	690,5	686,7	-1%	42,6	98,1	131%
Norwegen	27,1	28,3	4%	24,7	25,7	4%	2,4	2,6	7%
UK	73,0	72,7	0%	69,3	68,0	-2%	3,7	4,6	25%
Schweden	34,2	33,0	-3%	32,4	32,1	-1%	1,8	1,0	-47%
Australien	34,6	n.a.	n.a.	34,4	39,4	14%	0,1	n.a.	n.a.

Quelle: IEA (verschiedene Jahrgänge): Electricity Information; eigene Berechnungen.

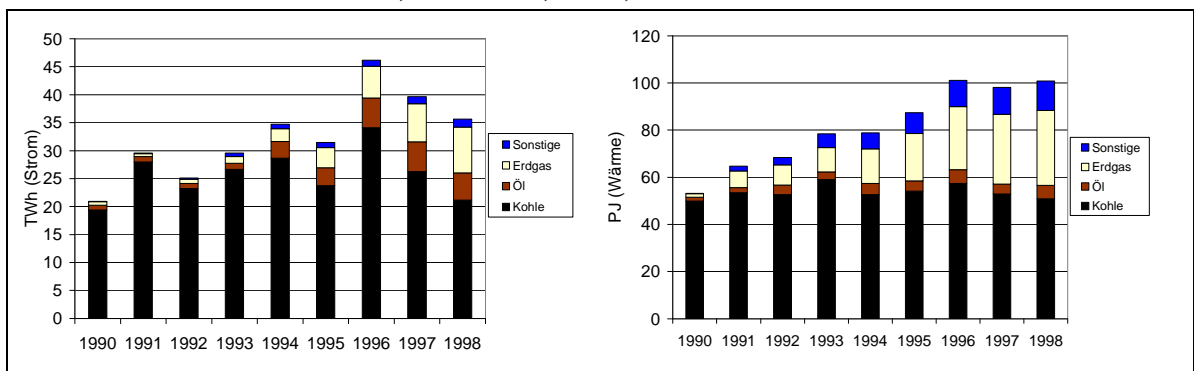
Die Analyse der Entwicklung der einzelnen Erzeugungstechnologien (Abbildung 6) spiegelt in etwa den Energieträgereinsatz zur Stromerzeugung (Abschnitt 4.1, Abbildung 5) wider. Im Vereinigten Königreich stiegen die gasbasierten Kapazitäten zulasten von Kohlekraftwerken. Diese Entwicklung lässt sich ebenfalls in den Niederlanden feststellen. In Dänemark ist zu berücksichtigen, dass ein Großteil der Erzeugungsanlagen nicht nur mit einem einzigen Brennstoff betrieben wird, sondern zumeist feste und flüssige Brennstoffe (Kohle, Biomasse, Öl) zur Stromerzeugung eingesetzt werden. In der Abbildung 6 werden diese Kapazitäten unter sonstige Brennstoffe subsumiert.

Nachfolgend wird zunächst die empirische Entwicklung der Strom- und Wärmeproduktion aus KWK-Anlagen in den Ländern über die vergangene Dekade dokumentiert. Die zugrunde liegenden umweltpolitischen und ökonomischen Rahmenbedingungen werden in Teil II diskutiert.

4.3.1 KWK in Dänemark

Die Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung in Dänemark ist in Abbildung 7 dargestellt. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die dargestellte, von der Statistik ausgewiesene Stromerzeugung aus KWK-fähigen Anlagen auch (Kondensations-) Strom enthält, bei dessen Produktion keine Nutzwärme ausgekoppelt wurde. Die eigentliche, an genutzte Wärme gekoppelte KWK-Stromerzeugung wird von der Dänischen Energieagentur für 1996 mit 48 % der dänischen Stromerzeugung beziffert (DEA [1998]), was rund 26 TWh entspricht. Inzwischen werden über 85 % der dänischen Stromerzeugung in KWK-fähigen Anlagen produziert (DEA [2000]).

Abbildung 7: Strom- und Wärmeerzeugung aus KWK Anlagen – Dänemark; 1991-1998; TWh, PJ -



Quelle: IEA Electricity Information, verschiedene Jahrgänge.

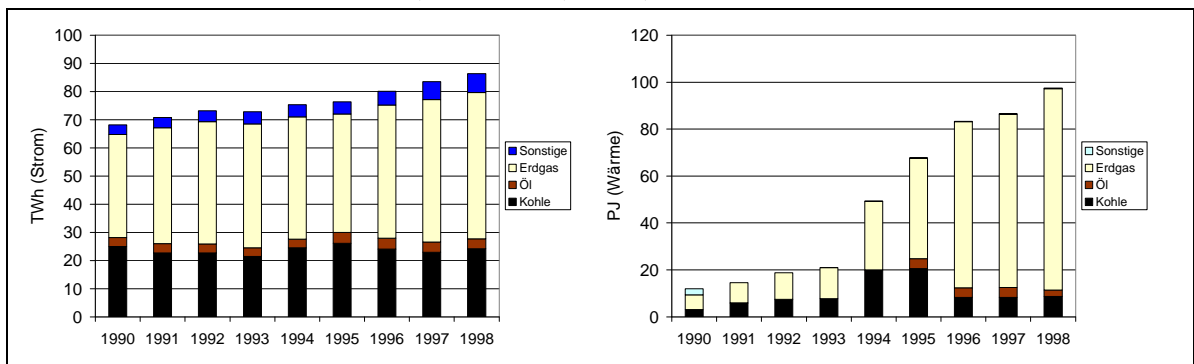
Die Entwicklung der dänischen (KWK-) Stromerzeugung ist von einem zeitlich variierenden Exportanteil überlagert. Das Maximum der Stromerzeugung im besonders trockenen Jahr 1996 und der sich anschließende Rückgang beruht auf entsprechend hohen und dann rückläufigen Stromexporten nach Norwegen und Schweden, deren Stromerzeugung fast vollständig bzw. stark von Wasserkraft dominiert ist.

Die Veränderung des Energieträgermixes spiegelt insbesondere den Zubau gasgefeuerter KWK-Kraftwerke in der zurückliegenden Dekade wider. Der ebenfalls steigende Anteil der „Sonstigen“ Energieträger beruht überwiegend auf Siedlungsabfällen, aber auch auf Biomasse, insbesondere aus der Landwirtschaft.

4.3.2 KWK in den Niederlanden

Die niederländische Strom- und Wärmeerzeugung aus KWK-Anlagen zeigt Abbildung 8. Auch hier enthält die von der Statistik ausgewiesene Stromerzeugung aus KWK-fähigen Anlagen Kondensationsstrom, bei dessen Produktion keine Nutzwärme ausgekoppelt wurde. Für 1998 wird die eigentliche KWK-Stromerzeugung mit rund 35 TWh beziffert, was rund 40 % der niederländischen Stromerzeugung entspricht (COGEN [1998]).

Abbildung 8: Strom- und Wärmeerzeugung aus KWK Anlagen – Niederlande; 1991-1998; TWh, PJ-



Quelle: IEA Electricity Information, verschiedene Jahrgänge.

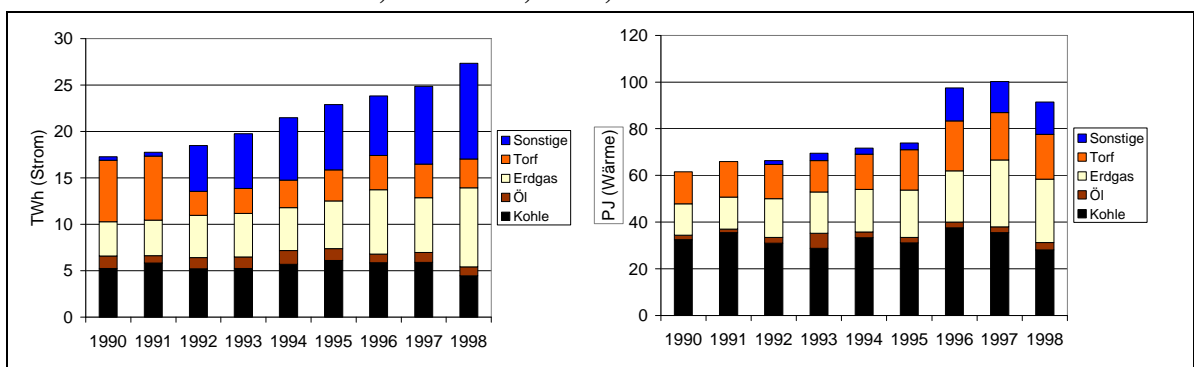
Der Ausbau der niederländischen KWK beruht fast vollständig auf gasgefeuerten Anlagen. (Dass dies statistisch stärker auf der Wärme- als auf der Stromseite zu Buche schlägt, ist lediglich durch die hier zugrunde liegende Konvention der Brennstoffzuordnung bedingt.) Die „Sonstigen Energieträger“ beinhalten im wesentlichen Siedlungsabfälle sowie Raffinerie- und Hochofengase.

Der drastische Anstieg der KWK-Wärmeproduktion von 1993 auf 1994 deutet auf einen entsprechenden KWK-Kapazitätsanstieg hin. 1994 wurde eine elektrische KWK-Kapazität von 4 GW überschritten. Aufgrund der dadurch geschaffenen Überkapazitäten wurde von der Regierung ein Moratorium verhängt, das den weiteren Zubau von Großkraftwerken verhinderte und den weiteren Ausbau von KWK-Kapazität verlangsamte (Teil II).

4.3.3 KWK in Finnland

Die finnländische Entwicklung der Strom- und Wärmeerzeugung aus KWK-Anlagen zeigt Abbildung 9. Wiederum enthält die statistisch ausgewiesene Stromerzeugung auch Kondensationsstrom. Für das Jahr 1997 werden als reine KWK-Stromerzeugung rund 23 TWh angegeben, was rund 35 % der gesamten finnischen Stromerzeugung 1997 entspricht (COGEN [1998]).

Abbildung 9: Strom- und Wärmeerzeugung aus KWK Anlagen – Finnland; 1991-1998; TWh, PJ-



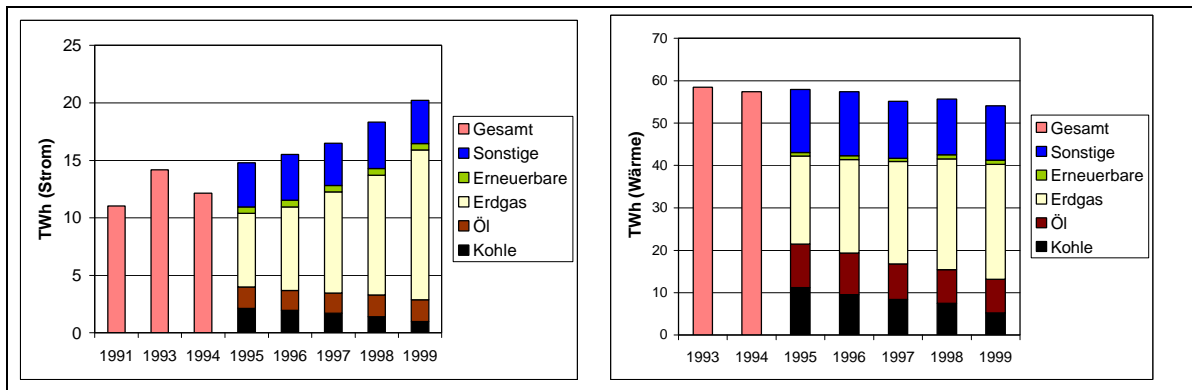
Quelle: IEA Electricity Information, verschiedene Jahrgänge.

Neben Gas und Kohle beruht die KWK im walddreichen Finnland auf Torf und insbesondere seit 1996 zunehmend auf Biomasse, wobei Abfälle aus der Holz- und Papierindustrie sowie Restholz die wichtigsten Energieträger sind.

4.3.4 KWK im Vereinigten Königreich

Die Entwicklung der KWK im Vereinigten Königreich zeigt [Abbildung 10](#). Die rund 20 TWh KWK-Strom im Jahr 1999 entsprechen knapp 6 % der gesamten Stromerzeugung. Dabei handelt es sich um die „reine“ KWK-Stromerzeugung gemäß den Qualitätssicherungskriterien für KWK-Strom des Department of Trade and Industry.

Abbildung 10: KWK-Strom- und Wärmeerzeugung – Vereinigtes Königreich; 1991-1999; TWh-



Quelle: Digest of United Kingdom Energy Statistics, verschiedene Jahrgänge.

Der deutliche Anstieg der Stromerzeugung geht mit einer wärmeseitig leicht rückläufigen Entwicklung einher, was darauf hindeutet, dass der Zuwachs der KWK-Stromproduktion im Zeitablauf auf der Ersetzung älterer durch neuere Anlagen mit höherer Stromkennziffer (Verhältnis Strom zu Wärme) beruht ([Tabelle 9](#)).

Die Neuanlagen sind fast vollständig gasgefeuert. [Tabelle 9](#) zeigt, dass sich der Gaseinsatz in KWK-Anlagen allein in den letzten fünf ausgewiesenen Jahren mehr als verdoppelte, während sich der Kohleneinsatz etwa halbierte und auch der Öleinsatz zurückging.

Für das Vereinigte Königreich liegen detaillierte Daten zu den Anlagengrößen vor. Der Zuwachs der KWK-Stromerzeugung beruht fast vollständig auf großen Anlagen. Von den 1999 rund 4,2 GW installierter elektrischer KWK-Kapazität entfallen rund 96 % auf Anlagen größer 10 MW_{el}. Die restlichen 4 % elektrische Kapazität verteilen sich auf 1085 Kleinanlagen der insgesamt 1313 Anlagen.

**Tabelle 9: Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung
– Vereinigtes Königreich; 1991-1999; TWh -**

	1991	1993		1994		1995		1996		1997		1998		1999	
Brennstoffeinsatz [TWh]															
Kohle		27,4		25,4		20,9		17,9		16,0		13,1		8,7	
Öl		20,8		22,1		16,9		16,0		14,5		14,2		14,1	
Erdgas		30,5		26,5		37,5		40,3		46,5		51,6		57,7	
Erneuerbare (*)		1,9		1,8		2,6		2,8		2,6		2,9		3,0	
Sonstige (**)		21,0		16,7		29,0		29,9		27,2		26,8		26,3	
Gesamt		101,6		92,6		107,0		106,8		106,8		108,6		109,9	
KWK-Wärmeerz. [TWh]		58,4		57,4		57,9		57,4		55,2		55,7		54,1	
KWK-Stromerz. [TWh] (***)	11,0	14,2		12,2		14,8		15,5		16,5		18,3		20,2	
Gesamtnutzungsgrad		0,71		0,75		0,68		0,68		0,67		0,68		0,68	
Stromkennziffer		0,24		0,21		0,26		0,27		0,30		0,33		0,37	
KWK Kapazitäten _{el}	MW _{el}	MW _{el}	Anz.	MW _{el}	Anz.	MW _{el}	Anz.	MW _{el}	Anz.	MW _{el}	Anz.	MW _{el}	Anz.	MW _{el}	Anz.
Weniger als 100 kW _{el}		30	589	33	618	35	643	37	662	37	665	36	644	36	638
100 kW _{el} bis 999 kW _{el}		62	227	88	347	92	379	100	415	100	411	107	435	113	447
1 MW _{el} bis 9,9 MW _{el}		500	122	564	139	559	131	583	138	596	142	637	151	636	147
10 MW _{el} und mehr		2.301	58	2.456	63	2.704	67	2.743	67	2.895	69	3.105	77	3.454	81
Summe	2.312	2.893	996	3.141	1.167	3.390	1.220	3.463	1.282	3.628	1.287	3.885	1.307	4.239	1.313
Gesamte Stromerz. [TWh]	305,7	305,4		307,5		315,5		327,8		324,0		335,1		337,1	
KWK-Anteil	3,6%	4,6%		4,0%		4,7%		4,7%		5,1%		5,5%		6,0%	

(*) Klär- und andere Biogase sowie Siedlungsabfälle.

(**) Gewerbliche Abfälle, Kokereigas, Gichtgas, Ölgas und Kernbrennstoffe.

(***) Definition der KWK-Stromerzeugung entsprechend den Regierungsvorschlägen zur KWK-Qualitätssicherung (www.chpqa.com).

Quelle: Digest of United Kingdom Energy Statistics, verschiedene Jahrgänge, eigene Berechnung.

4.4 Endverbrauch von Gas und Elektrizität

4.4.1 Endverbrauch von Gas

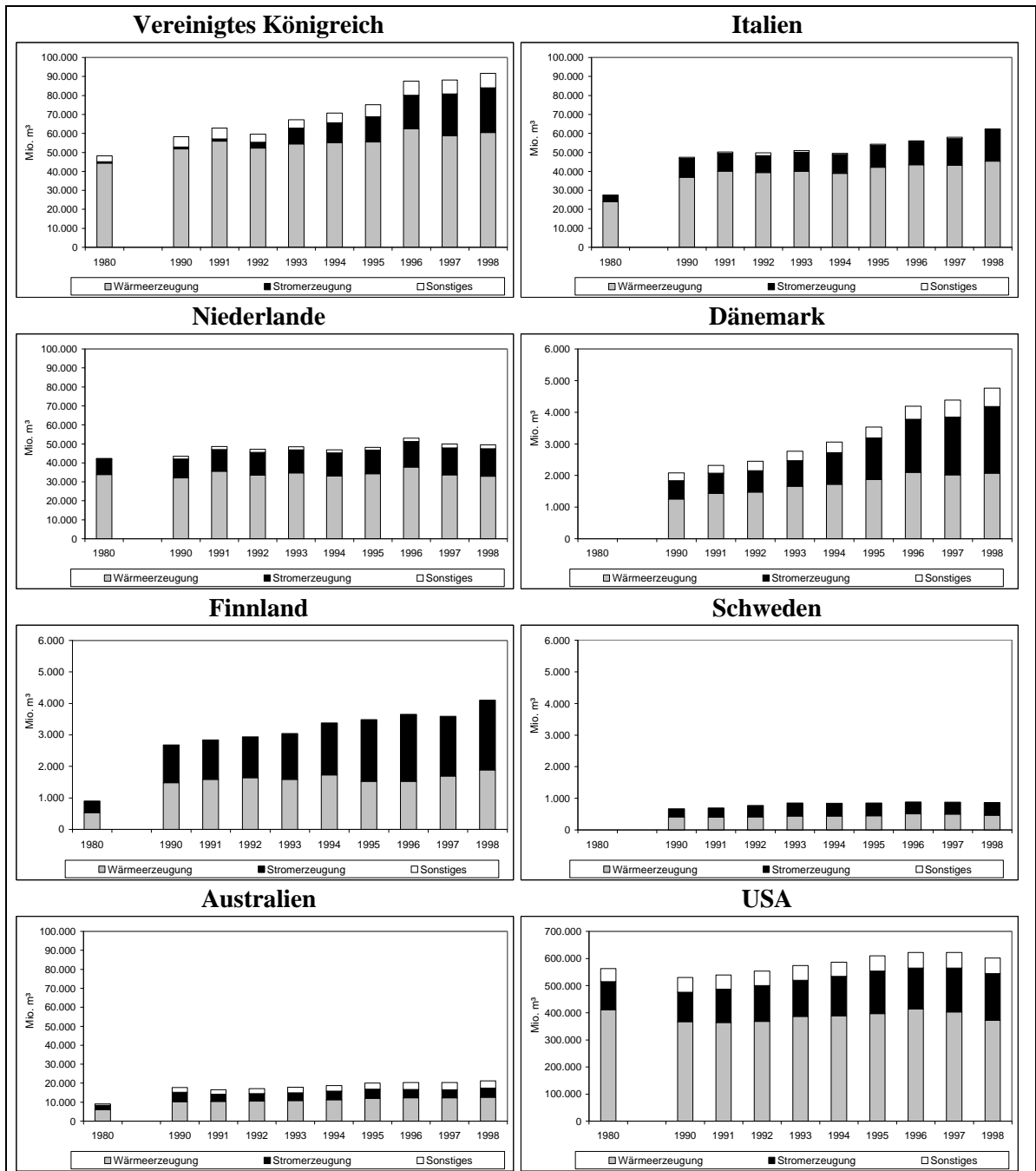
In allen betrachteten Ländern ist der Gasverbrauch im Zeitraum zwischen 1990 und 1998 angestiegen (Tabelle 10). In Dänemark stieg der Gasverbrauch in diesem Zeitraum um mehr als die Hälfte. Dies ist auf die verstärkte heimische Gasförderung zurückzuführen, die zur Folge hatte, dass sowohl das Gas verstärkt zur Verstromung als auch zur Wärmeerzeugung eingesetzt wurde (Abbildung 11). Im Vereinigten Königreich und in Finnland ist der Gasverbrauch um mehr als ein Drittel angewachsen, was insbesondere auf den erhöhten Einsatz von Gas zur Stromerzeugung zurückzuführen ist. In Italien und Schweden stieg der Gasverbrauch um 24% bzw. 22%. In Australien, den USA und den Niederlanden ist nur eine unterdurchschnittliche Steigerungsrate zwischen 12% und 13% zu verzeichnen. Während in Australien dieses Wachstum durch eine Steigerung des Gaseinsatzes zur Wärmeerzeugung erzielt wurde, wuchs der Einsatz von Gas zur Wärmeerzeugung in den Niederlanden und den USA nur unwesentlich.

Tabelle 10: Entwicklung des Gasverbrauchs zur Strom- und Wärmeerzeugung – Vereinigtes Königreich, Italien, Niederlande, Dänemark, Finnland, Dänemark, Australien, USA; 1990-1998; Mio. m³, % -

Land	Gesamt			Einsatz zur Stromerzeugung			Einsatz zur Wärmeerzeugung		
	1990 Mio. m ³	1998 Mio. m ³	Veränderung %	1990 Mio. m ³	1998 Mio. m ³	Veränderung %	1990 Mio. m ³	1998 Mio. m ³	Veränderung %
Dänemark	1.835	4.183	56%	578	2.109	73%	1.257	2.074	39%
UK	52.930	84.018	37%	1.109	23.478	95%	51.821	60.540	14%
Finnland	2.682	4.104	35%	1.199	2.214	46%	1.483	1.890	22%
Italien	46.932	61.886	24%	10.033	16.523	39%	36.899	45.363	19%
Schweden	668	858	22%	249	393	37%	419	465	10%
Australien	15.217	17.426	13%	4.893	4.801	-2%	10.324	12.625	18%
USA	476.092	544.480	13%	108.785	172.168	37%	367.307	372.312	1%
Niederlande	42.040	47.510	12%	9.925	14.583	32%	32.115	32.927	2%

Quelle: Daten aus IEA Gas Information, eigene Berechnungen. Wärmeerzeugung umfasst sowohl Heizwärme als auch Prozesswärme.

Abbildung 11: Gasverbrauch
 – Vereinigtes Königreich, Italien, Niederlande, Dänemark, Finnland,
 Dänemark, Australien, USA; 1980, 1990-1998; Mio. m³ -



Quelle: Daten aus IEA Gas Information, diverse Jahrgänge. Beachte die z.T. unterschiedliche Skalierung. Sonstiger Gasverbrauch umfasst den Einsatz im Energiesektor sowie Leitungsverluste.

4.4.2 Endverbrauch von Elektrizität

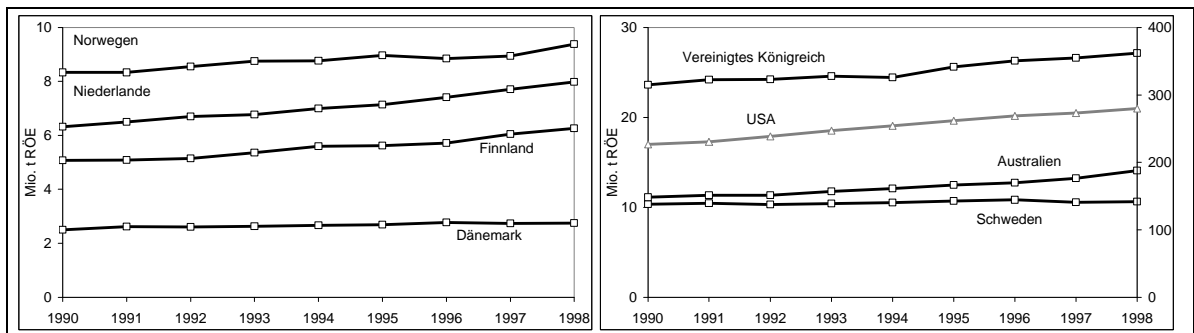
Der gesamte Stromverbrauch ist in allen betrachteten Ländern seit 1990 kontinuierlich angestiegen, an der Spitze im Gesamtverbrauch liegen die USA, das Vereinigte Königreich und Australien (Tabelle 11 und Abbildung 12).

Tabelle 11: Elektrizitätsverbrauch
 – Vereinigtes Königreich, Norwegen, Schweden, Finnland, Dänemark,
 Niederlande, Australien, USA; 1990–1998; Mio. t RÖE –

Land	1990	1998	Veränderung %
	Mio. t RÖE	Mio. t RÖE	
UK	23,60	27,14	15,0
Norwegen	8,33	9,38	12,6
Schweden	10,35	10,62	2,6
Finnland	5,07	6,26	23,5
Dänemark	2,50	2,75	10,0
Niederlande	6,32	7,98	26,3
Australien	11,11	14,06	26,6
USA	226,49	279,73	23,5

Quelle: IEA (verschiedene Jahrgänge): Electricity Information; eigene Berechnungen

Abbildung 12: Elektrizitätsverbrauch
 - Norwegen, Vereinigtes Königreich, Schweden, Finnland, Australien,
 Dänemark, Niederlande, USA; 1990 – 1998; Mio. t. RÖE –



Quelle: IEA (verschiedene Jahrgänge): Electricity Information. Die Werte der USA beziehen sich auf die rechte Ordinate.

4.5 Elektrizitätsverbrauch nach Sektoren

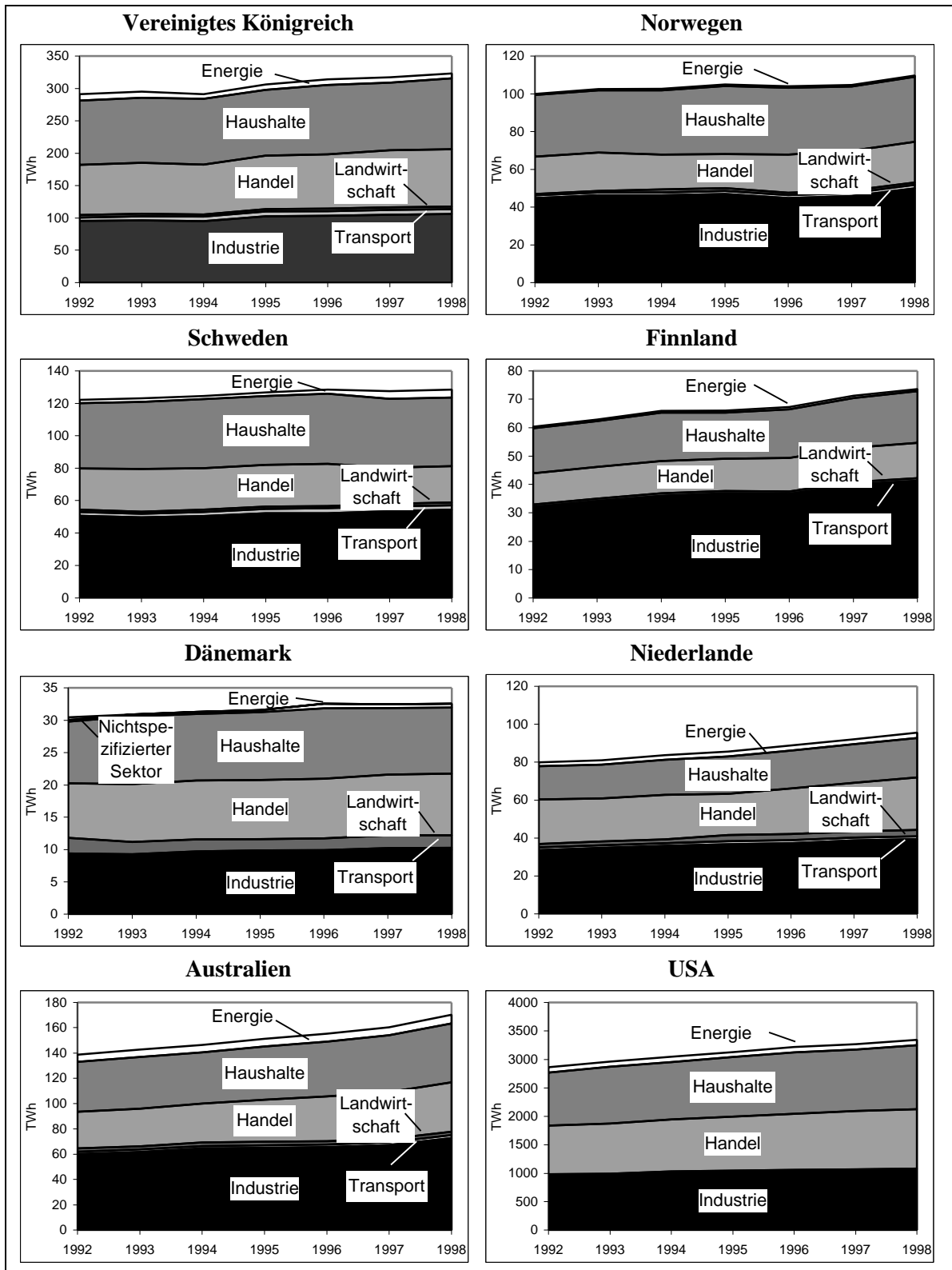
Im Vereinigten Königreich, in Dänemark und in den USA sind die Haushalte inzwischen der größte Stromverbrauchssektor, in den übrigen untersuchten Ländern steht die Industrie an erster Stelle (Tabelle 12, Abbildung 13). In der Mehrzahl der Länder war der Industrieanteil zwischen 1990 und 1998 zurückgegangen, nur in Finnland, Dänemark und in den USA war er (ganz leicht) angestiegen. In den meisten Ländern wuchs der Stromverbrauch im Bereich „Handel, Gewerbe, öffentliche Dienste“ am schnellsten.

Tabelle 12: Elektrizitätsverbrauch nach Sektoren
 – Vereinigtes Königreich, Norwegen, Schweden, Finnland, Dänemark, Niederlande, Australien, USA; 1990–1998; Anteile –

Sektor	Großbritannien			Norwegen			Schweden		
	1990	1998	1990-1998	1990	1998	1990-1998	1990	1998	1990-1998
	%	%	Prozentpunkte	%	%	Prozentpunkte	%	%	Prozentpunkte
Industrie	35,4	32,8	-2,5	47,0	45,5	-1,5	41,3	42,3	1,0
Haushalte	33,0	33,9	0,9	31,1	31,3	0,2	29,1	33,0	3,8
Handel, Gewerbe, öffentl. Dienste	21,8	27,4	5,6	19,7	19,7	0,0	18,6	17,4	-1,3
Übrige	9,8	5,9	-3,9	2,1	3,5	1,4	11,0	7,3	-3,6
Summe	100,0	100,0		100,0	100,0		100,0	100,0	
Sektor	Finnland			Dänemark			Niederlande		
	1990	1998	1990-1998	1990	1998	1990-1998	1990	1998	1990-1998
	%	%	Prozentpunkte	%	%	Prozentpunkte	%	%	Prozentpunkte
Industrie	54,7	55,4	0,7	29,6	30,6	1,0	44,0	41,2	-2,8
Haushalte	24,6	24,6	0,1	30,8	31,5	0,6	21,8	21,8	-0,1
Handel, Gewerbe, öffentl. Dienste	17,5	17,1	-0,4	25,9	29,4	3,5	27,4	28,9	1,6
Übrige	3,3	2,9	-0,4	13,7	8,6	-5,1	6,8	8,1	1,3
Summe	100,0	100,0		100,0	100,0		100,0	100,0	
Sektor	Australien			USA					
	1990	1998	1990-1998	1990	1998	1990-1998			
	%	%	Prozentpunkte	%	%	Prozentpunkte			
Industrie	44,1	42,8	-1,3	31,9	32,3	0,3			
Haushalte	28,7	27,3	-1,4	34,1	33,6	-0,5			
Handel, Gewerbe, öffentl. Dienste	20,3	22,9	2,6	30,9	31,2	0,3			
Übrige	6,9	7,0	0,0	3,1	3,0	-0,1			
Summe	100,0	100,0		100,0	100,0				

Quelle: IEA (verschiedene Jahrgänge): Electricity Information; eigene Berechnungen.

Abbildung 13: Elektrizitätsverbrauch nach Sektoren
 – Vereinigtes Königreich, Norwegen, Schweden, Finnland, Dänemark,
 Niederlande, Australien, USA; 1992–1998; TWh –



Quelle: IEA (verschiedene Jahrgänge): Electricity Information.

5 Emissionen

Im folgenden wird die Entwicklung der CO₂-Emissionen für die untersuchten Länder und den Zeitraum von 1990 bis 1998 dargestellt und den jeweiligen Emissionsreduktionszielen des Kyoto-Protokolls gegenübergestellt.

5.1 Nationale Emissionsentwicklungen

Neben den gesamten CO₂-Emissionen in den untersuchten Ländern werden die Emissionen des Energiesektors dargestellt, die von den hier primär interessierenden stromerzeugungsbedingten Emissionen dominiert werden.¹⁴ Darüber hinaus wird als Indikator für die CO₂-Intensität der Stromerzeugung die Entwicklung der auf die Stromerzeugung bezogenen Emissionen des Energiesektors aufgetragen (rechte Achse in den nachfolgenden Abbildungen).

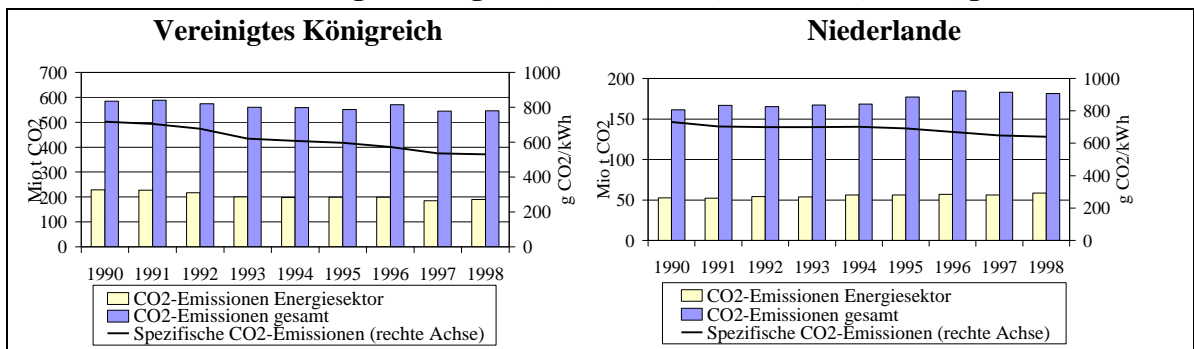
Im weiteren werden die Entwicklungen im Vereinigten Königreich und den Niederlanden, in Dänemark und Finnland, in Norwegen und Schweden sowie in den U.S.A. und Australien dargestellt.

Wie Abbildung 14 zeigt, weist das *Vereinigte Königreich* zwischen 1990 und 1998 einen Rückgang der CO₂-Emissionen um 38 Mio. Tonnen oder 6,5 Prozent auf, was sich praktisch vollständig durch die CO₂-Minderung im Energiesektor erklären lässt. Innerhalb des Energiesektors beträgt die Emissionsminderung 17 Prozent in nur 8 Jahren. Diese starke Reduktion ist durch die Substitution von Kohle durch den weniger kohlenstoffhaltigen Energieträger Gas in der Stromerzeugung bedingt, die seit 1990 mit der Öffnung der Energiemärkte des Vereinigten Königreichs einhergegangen ist. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass im Vereinigten Königreich noch 1990 die Stromerzeugung nahezu ausschließlich auf Kohle, Öl und Kernenergie beruhte.

Dagegen war in den *Niederlanden* Gas bereits 1990 vor der Kohle der wichtigste Energieträger in der Stromerzeugung. Die marktgetriebene weitere Ausweitung des Gaseinsatzes und die damit verbundene Absenkung der spezifischen CO₂-Emissionen ist in den Niederlanden weniger stark ausgeprägt als im Vereinigten Königreich. Der resultierende emissionsmindernde Effekt des Brennstoffwechsels hin zum Gas wird durch die ansteigende Stromerzeugung emissionsmäßig überkompensiert.

¹⁴ Von der Emissionsdatenbank der United Nations Framework Convention on Climate Change werden die Emissionen der Stromerzeugung nicht separat ausgewiesen. Für Deutschland und das Jahr 1990 beträgt der Anteil der stromerzeugungsbedingten CO₂-Emissionen (inkl. Fernwärme) an den gesamten Emissionen des Energiesektors rund 90%. Der Emissionsbeitrag anderer Bereiche der Endenergieerzeugung (z.B. Raffinerien) ist dagegen vergleichsweise gering.

Abbildung 14: CO₂-Emissionen
- Vereinigtes Königreich, Niederlande; 1990-1998; Mio. t, g/kWh –

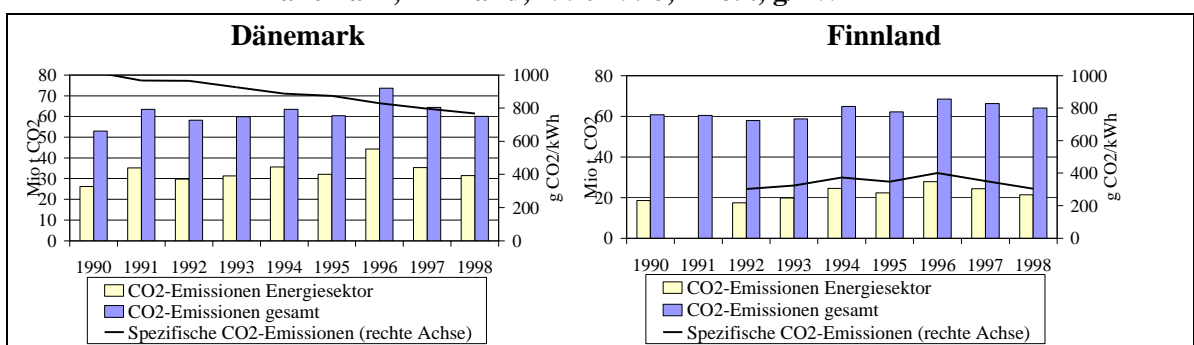


Quelle: Emissionsdatenbank der United Nations Framework Convention on Climate Change (www.unfccc.int); IEA Statistics, Electricity Information, verschiedene Jahrgänge.

Die in Abbildung 15 dargestellten im Zeitverlauf ansteigenden CO₂-Emissionen *Dänemarks* werden von Schwankungen überlagert, die durch den zeitlich variierenden Stromexport nach Norwegen und Schweden bedingt sind. Der trendmäßige absolute Emissionsanstieg beruht auf dem wachsenden inländischen Stromverbrauch, der durch die abnehmenden spezifischen, auf die Kilowattstunde erzeugten Strom bezogenen Emissionen gedämpft wird. Letztere beruhen auch in Dänemark auf der Ersetzung heimischer Kohle durch Gas. Bei der umweltpolitischen Bewertung der Emissionsminderung durch fossilen Brennstoffwechsel zum Gas ist generell zu berücksichtigen, dass dies global und längerfristig nur eine Übergangslösung darstellen kann. Im Hinblick auf deutlich weiterreichende Emissionsminderungen ist die verstärkte Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen unumgänglich.

Knapp 3/4 der Stromerzeugung *Finnlands* beruhen auf Kernenergie, Wasserkraft, Torf und Gas, woraus sich vergleichsweise geringe spezifische CO₂-Emissionen ergeben. Wiederum lässt sich der absolute Emissionsanstieg durch den ansteigenden Stromverbrauch erklären.

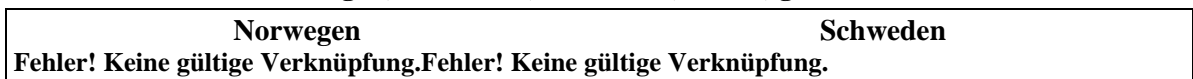
Abbildung 15: CO₂-Emissionen
- Dänemark, Finnland; 1990-1998; Mio. t, g/kWh –



Quelle: Emissionsdatenbank der Vereinten Nationen, IEA Electricity Information, versch. Jg.

Die Stromerzeugung *Norwegens* beruht praktisch vollständig auf Wasserkraft, die *Schwedens* rund zur Hälfte auf Wasserkraft und zur Hälfte auf Kernenergie. Beides ist im Betrieb praktisch CO₂-frei. Die in Abbildung 16 dargestellten geringen Emissionen der Energiesektoren Norwegens und Finnlands stammen aus anderen Umwandlungsbereichen (z.B. Raffinerien), auf die hier nicht weiter eingegangen wird.

Abbildung 16: CO₂-Emissionen
- Norwegen; Schweden; 1990-1990; Mio. t, g/kWh –

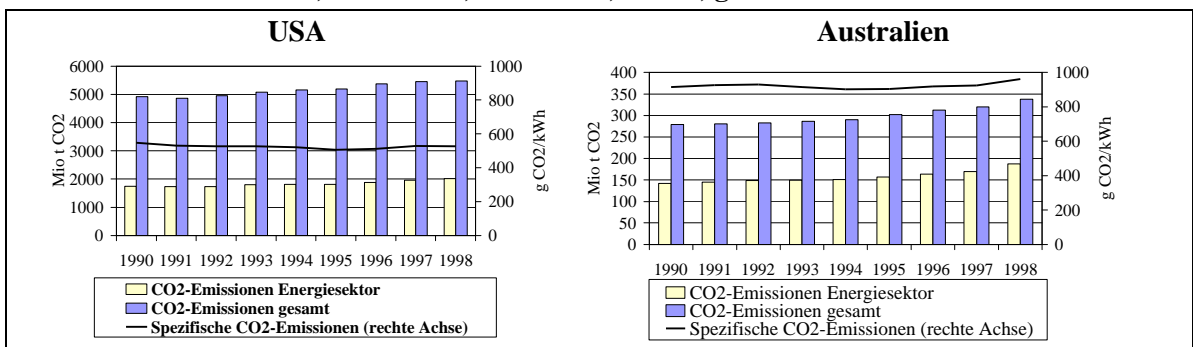


Quelle: Emissionsdatenbank der Vereinten Nationen; IEA Electricity Information, versch. Jg.

Der allmähliche Anstieg der CO₂-Emissionen der USA. (Abbildung 17) ist durch einen entsprechenden Anstieg des Stromverbrauchs bedingt. Die Emissionen beruhen auf einem zeitlich kaum veränderlichen Energieträgermix, hauptsächlich auf Kohle, Kernenergie, Gas und Wasserkraft.

Vergleichbar stetig stellt sich die Emissionsentwicklung Australiens dar, allerdings auf einem höheren Emissionsniveau infolge der in Australien dominierenden heimischen Steinkohle. Wiederum ist der Anstieg der CO₂-Emissionen durch den kontinuierlich wachsenden Strombedarf bedingt.

Abbildung 17: CO₂-Emissionen
- USA, Australien; 1990-1998; Mio. t, g/kWh –



Quelle: Emissionsdatenbank der Vereinten Nationen IEA Electricity Information, versch. Jg.

5.2 Emissionsreduktionsziele des Kyoto-Protokolls

In Tabelle 13 sind die oben skizzierten nationalen CO₂-Emissionsentwicklungen den Emissionsreduktionszielen des Kyoto-Protokolls gegenübergestellt.

Die im Annex B des Kyoto-Protokolls ausgewiesenen Emissionsreduktionsziele beziehen sich auf einen Korb von sechs Treibhausgasen. Da der Anteil des CO₂ an den Gesamtemissionen nach Berücksichtigung der Gewichtung der sechs Gase mit ihren jeweiligen Treibhauspotenzialen (auf Basis der Mengen von 1990) rund 80 Prozent beträgt (Brockmann et. al. 1999), stellt die Entwicklung der CO₂-Emissionen einen passablen Indikator für die gewichtete Gesamtemissionsentwicklung dar.

Tabelle 13: CO₂-Emissionen ausgewählter Länder und Reduktionsziele laut Kyoto-Protokoll – 1990, 1998; Mio. t, Prozent -

	CO ₂ -Emissionen, Mio t			Kyoto-Reduktionsziele (für alle 6 Treibhausgase) bis 2008 2012 (*)
	1990	1998	Änderung gegenüber 1990	
Australien	279	338	21,3%	+8,0 %
Dänemark	53	60	13,7%	-21,0 %
Finnland	61	64	5,2%	0,0 %
Grossbritannien	584	546	-6,5%	-12,5 %
Niederlande	161	181	12,4%	-6,0 %
Norwegen	35	42	18,6%	+1,0 %
Schweden	55	57	2,7%	+4,0 %
USA	4.914	5.478	11,5%	-7,0 %

(*) Für die EU-Länder sind die Werte des Burden-Sharings vom Juni 1998 aufgeführt.

Quelle: Emissionsdatenbank der United Nations Framework Convention on Climate Change (www.unfccc.int); IEA Statistics, Electricity Information; Brockmann et al. 1999.

Außer im Vereinigten Königreich, das in den betrachteten Jahren seine kohlenlastige Energieträgerstruktur zugunsten von Erdgas verbreiterte (Abbildung 5), weisen alle betrachteten Länder einen Emissionsanstieg auf. Die meisten Länder, darunter der mit Abstand größte Emittent U.S.A., benötigen im Hinblick auf die Reduktionsziele des Kyoto-Protokolls eine Abkehr von der trendmäßigen Entwicklung, woraus sich für die betrachteten Länder insgesamt klimapolitischer Handlungsbedarf ableiten lässt.

5.3 Liberalisierung und Emissionsentwicklung

Die dargestellten Emissionsentwicklungen hängen sowohl von den zugrunde liegenden Niveaus der Energienachfrage als auch den Energieerzeugungsstrukturen ab. Beide werden von verschiedenen Faktoren (Wirtschaftswachstum, energietechnischer Fortschritt, Preisentwicklungen u.a.) bestimmt, die wiederum, jedoch nur teilweise, durch die Energiemarktliberalisierung beeinflusst werden. Daher ist der quantitative Einfluss der Liberalisierung auf die Emissionsentwicklungen praktisch kaum identifizierbar. Dennoch lassen sich aufgrund der wettbewerblichen Öffnung der Strom- und Gasmärkte im Hinblick auf die Entwicklung energiebedingter Emissionen folgende, zum Teil gegenläufige Tendenzen feststellen:

- Durch die Liberalisierung erhalten ökonomische Argumente bei energiewirtschaftlichen Entscheidungsprozessen ein deutlich stärkeres Gewicht. Im Energieerzeugungsbereich bestehen stärkere Anreize als bisher, Energieprodukte und -dienstleistungen möglichst kostengünstig zu produzieren. Damit verbunden ist auch ein verstärkter Anreiz zur Einsparung von Primärenergie durch energieeffizientere Umwandlungsprozesse und somit reduzierten Emissionen.
- Andererseits begünstigen liberalisierungsbedingt gesunkene Strompreise einen steigenden Stromverbrauch und damit steigende Emissionen.
- Die Liberalisierung der Gasmärkte, die der Öffnung der Strommärkte um mindestens zwei Jahre nach hängt, wird aller Wahrscheinlichkeit nach zunehmend zu einer Verringerung der Endverbraucherpreise für Gas beitragen. Unter sonst gleichen Bedingungen stärkt dies die Position des Gases gegenüber den konkurrierenden Primärenergieträgern, insbesondere den Kohlen in der Verstromung. Der marktgetriebene Brennstoffwechsel von Kohlen zu Gas, wie etwa im Falle des Vereinigten Königreichs oder den Niederlanden beobachtet (s.o.), trägt zur Emissionsminderung bei.

Insgesamt führt die wettbewerbliche Öffnung der Energiemärkte als solche also weder eindeutig zu einer Erhöhung noch zu einer Absenkung des Emissionsniveaus.

6 Entwicklung der Strompreise

6.1 Strompreise auf den Großhandelsmärkten

Mit Beginn der Liberalisierung wurden Strombörsen als ein wichtiges Instrument zur Optimierung des Kraftwerkseinsatzes (Erzeuger) und der Strombeschaffung (Händler, z.T. auch Großverbraucher) eingeführt. Bei Strombörsen ist zu unterscheiden zwischen Spot-, Termin- und Regelungsmärkten: Auf den Spotmärkten (day-ahead market oder hour-ahead market) wird Strom ein Tag oder wenige Stunden vor der physischen Auslieferung gehandelt. Im Vergleich zu kurzfristigen bilateralen Handelsgeschäften können hierdurch in erheblichem Umfang Transaktionskosten eingespart werden. Auf den Terminmärkten können sich die Marktteilnehmer gegenüber den z.T. deutlichen Preisschwankungen auf den Spotmärkten absichern. Die Märkte für Regelungsenergie dienen den Systembetreibern dazu, Regelungsenergie zur Stabilisierung des Netzsystems, d.h. zum Ausgleich von Differenzen zwischen Einspeisungen und Entnahmen, zu kaufen und verkaufen. Die Preise an den Strombörsen sind daher teilweise starken Schwankungen unterworfen, die sich jedoch nicht in diesem Ausmaß in den Endverbraucherpreisen niederschlagen.

Der veröffentlichte Spotmarktpreis bildet für viele bilaterale Handelsgeschäfte außerhalb der Strombörse einen Referenzwert. Der Börsenpreis entfaltet damit eine Signalwirkung weit über den für den Börsenhandel prognostizierten und im Ausland beobachtbaren Anteil von 20% bis 25% an der insgesamt gehandelten Strommenge hinaus.

Strombörsen schaffen Preis- und Markttransparenz und fördern so den Wettbewerbsprozess, sind jedoch nicht Ursache sinkender oder steigender Marktpreise. Entscheidend für die Höhe des Marktpreises ist das augenblickliche Verhältnis von Angebot und Nachfrage.

Strombörsen tragen zur Preistransparenz bei, indem sie Verbrauchern die Möglichkeit eröffnen, das zeitliche Muster der Energienachfrage gezielter zu steuern. Durch die Differenzierung des Börsenpreises nach Stundenperioden oder kürzeren Intervallen können Stromkunden, deren Endverbraucherpreise an die Spotmarktpreise gekoppelt sind, im Rahmen ihrer technischen Möglichkeiten Verbräuche in Hochpreisperioden (typischerweise während der Mittagszeit) einschränken und/oder von Hochlastperioden in Schwachlastperioden verlagern.

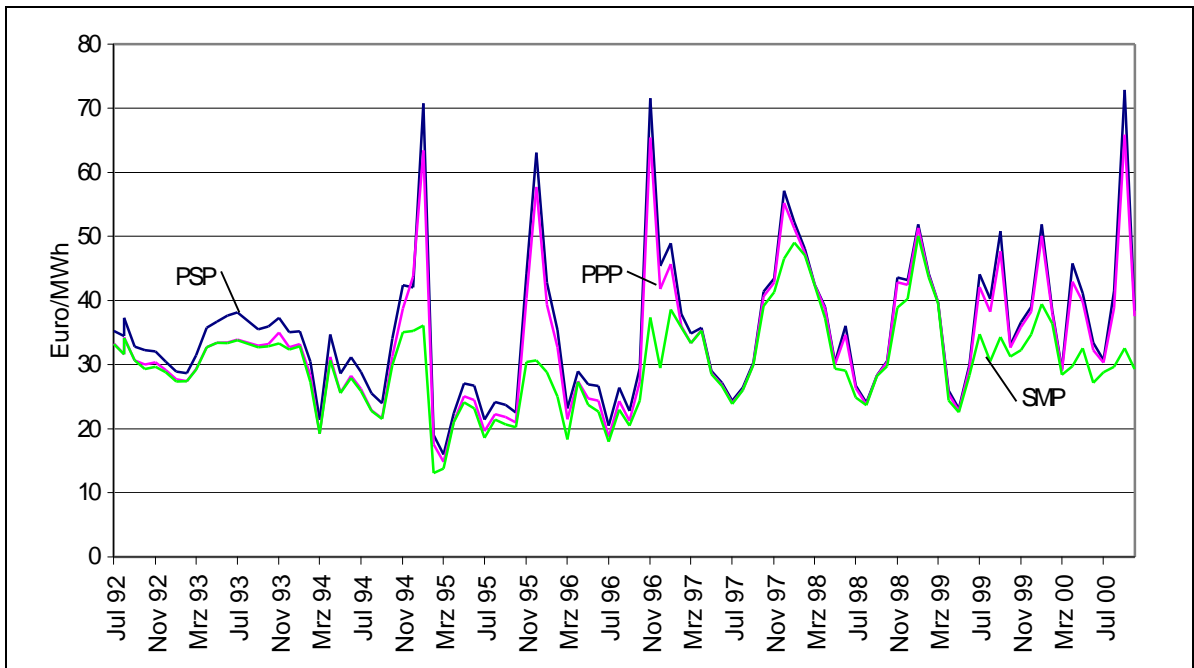
Im folgenden werden zunächst die Entwicklungen der Großhandelspreise in England & Wales, Norwegen, den Niederlanden, Australien und Kalifornien dargestellt und im Anschluss daran die Entwicklungen der Endverbraucherpreise analysiert.

Der Power Pool in England & Wales wurde im Zuge der Liberalisierung im März 1990 gegründet, um den Markt transparenter gestalten zu können und den Wettbewerb zwischen den Anbietern zu fördern. Die Preise werden durch Angebot und Nachfrage jede halbe Stunde ermittelt; gehandelt werden die Strommengen für den darauffolgenden Tag.

Die drei Pool-Preise ([Abbildung 18](#)) sind der System Marginal Price (SMP), der Pool Purchase Price (PPP) und der Pool Selling Price (PSP), die sich durch Aufschläge für Kapazitätsengpässe in Spitzenlastzeiten voneinander unterscheiden.

Seit Einführung des Power Pools hat sich das durchschnittliche monatliche Preisniveau nicht wesentlich geändert; es ergeben sich jedoch starke jahreszeitlich bedingte kurzfristige Schwankungen.

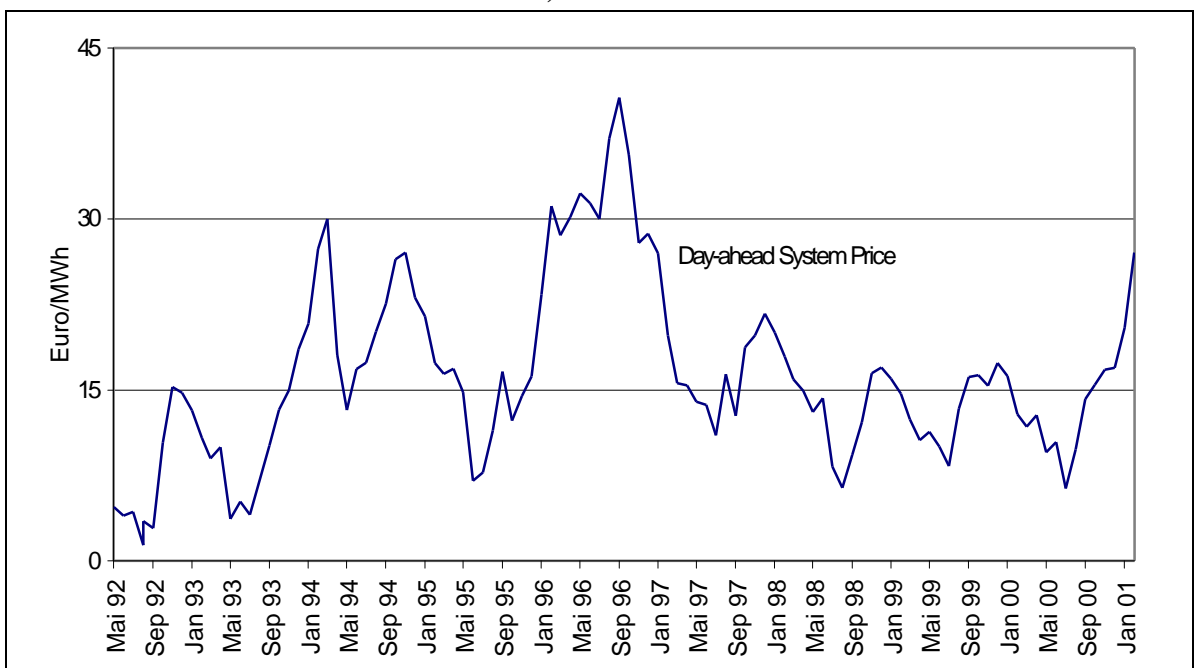
Abbildung 18: Power Pool
– England & Wales; Juli 1992–Oktober 2000; €/MWh –



Quelle: www.elecpool.com/about_content.htm

An der norwegischen Strombörse Nord Pool werden am Elspot-Markt ebenfalls Produkte für den darauffolgenden Tag gehandelt. Durch den Preismechanismus wird gleichzeitig die Strommenge in Fall von Kapazitätsbeschränkungen zwischen Norwegen und den angrenzenden Ländern reguliert. Der Systempreis ([Abbildung 19](#)) errechnet sich als gewichteter Durchschnitt aus den Referenzpreisen für Norwegen, Schweden, Finnland und Dänemark. Dargestellt werden wiederum die monatlichen Durchschnittspreise.

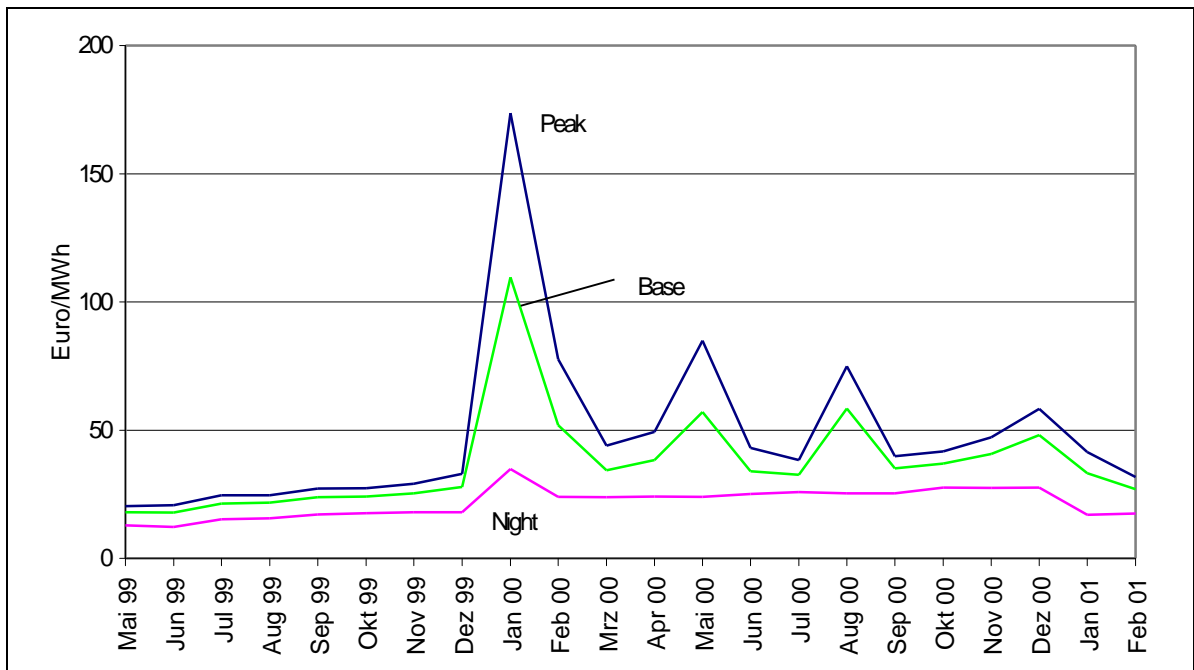
Abbildung 19: Nord Pool Systempreis
- Mai 1992–Januar 2001; €/MWh –



Quelle: www.nordpool.no

Der Spotmarkt an der Amsterdam Power Exchange (Abbildung 20) besteht seit Mai 1999. Es werden drei Preise unterschieden: Base Load (alle Stunden), Peak Load (7 – 23 Uhr) und Off Peak (23 – 7 Uhr). Im Winter 1999/2000 stiegen die monatlichen Durchschnittspreise aufgrund von Importkapazitätsbeschränkungen auf bis zu 170 €/MWh. Durch eine Erhöhung der Kapazitäten durch den Netzbetreiber TenneT konnten die extremen Preisschwankungen in den darauffolgenden Monaten reduziert werden.

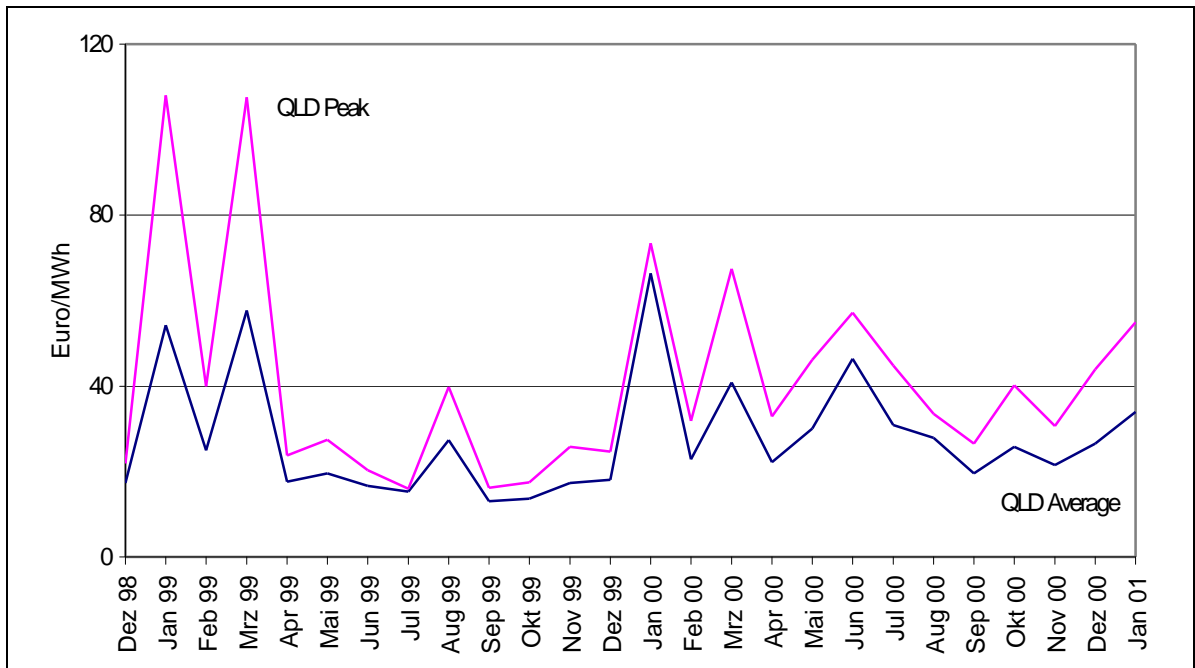
Abbildung 20: Amsterdam Power Exchange, - Mai 1999–Januar 2001; €/MWh –



Quelle: www.apx.nl/vers200.htm

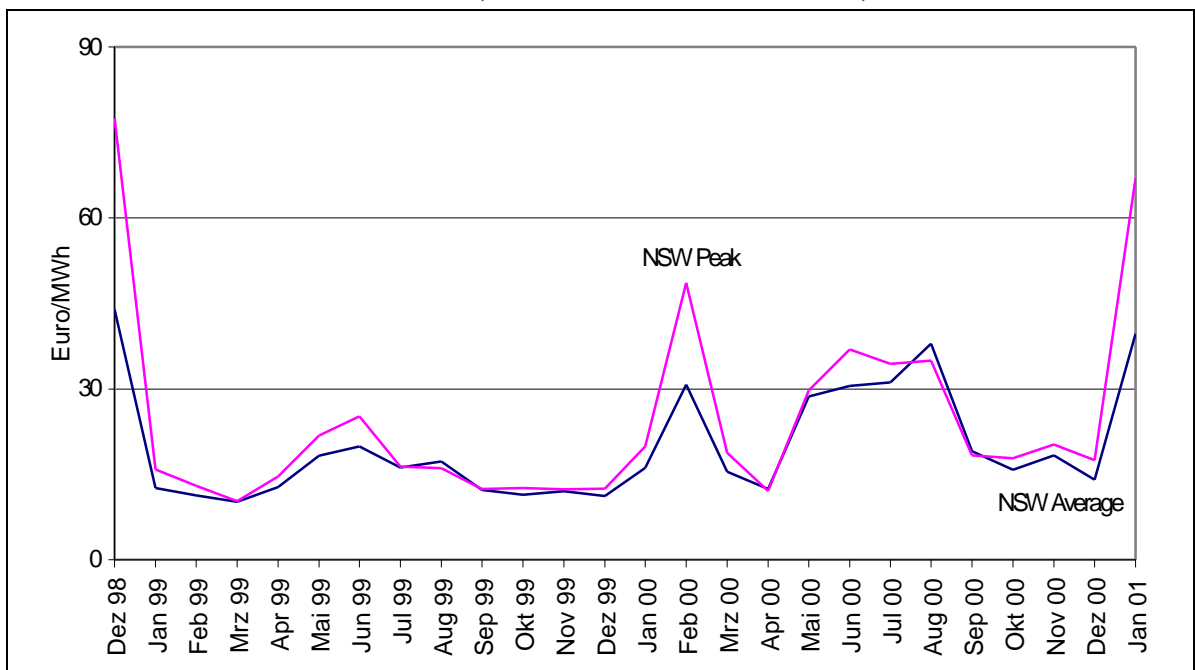
Auch die Preise an der australischen Strombörse werden nach Durchschnitts- und Spitzenlastzeiten differenziert. Zusätzlich werden für die drei Gebiete Queensland, New South Wales und Victoria getrennte Referenzpreise errechnet (Abbildung 21 bis Abbildung 23). In allen drei Gebieten lassen sich starke jahreszeitliche Schwankungen beobachten, wobei sich die Preise im Jahr 2000 auf einem höheren Niveau als 1999 bewegten.

Abbildung 21: Australian Power Exchange
- Queensland, Dezember 1998 – Januar 2001; €/MWh –



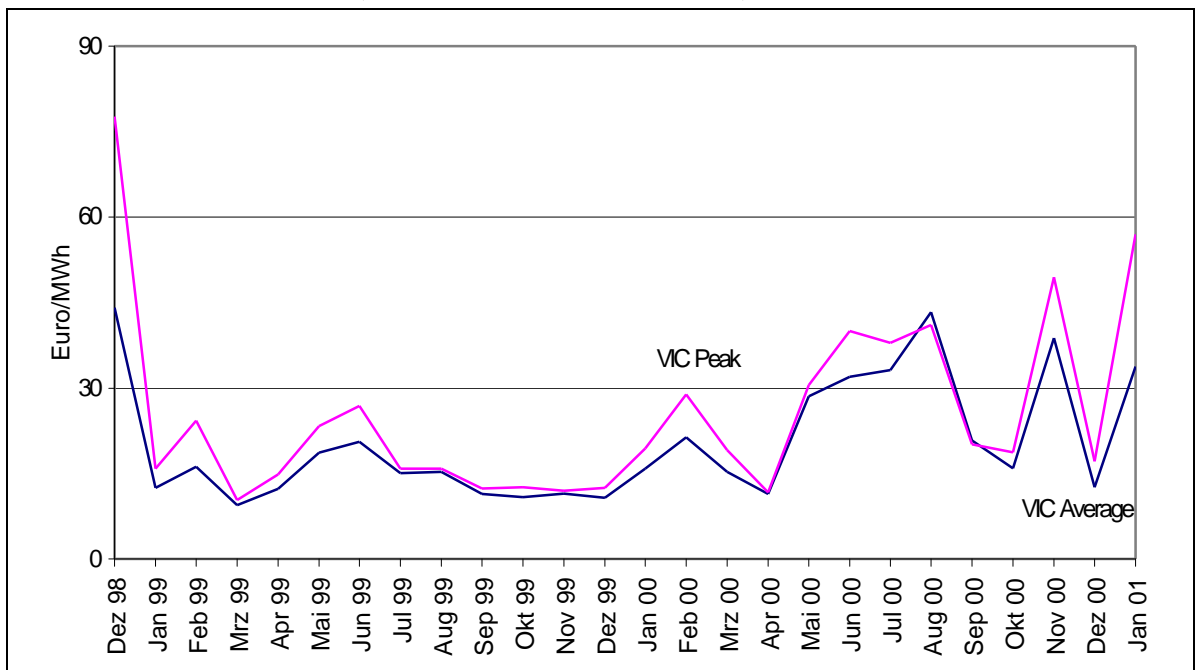
Quelle: <http://www.nemmco.com.au/data/tables.htm>

Abbildung 22: Australian Power Exchange
- New South Wales; Dezember 1998–Januar 2001; €/MWh –



Quelle: <http://www.nemmco.com.au/data/tables.htm>

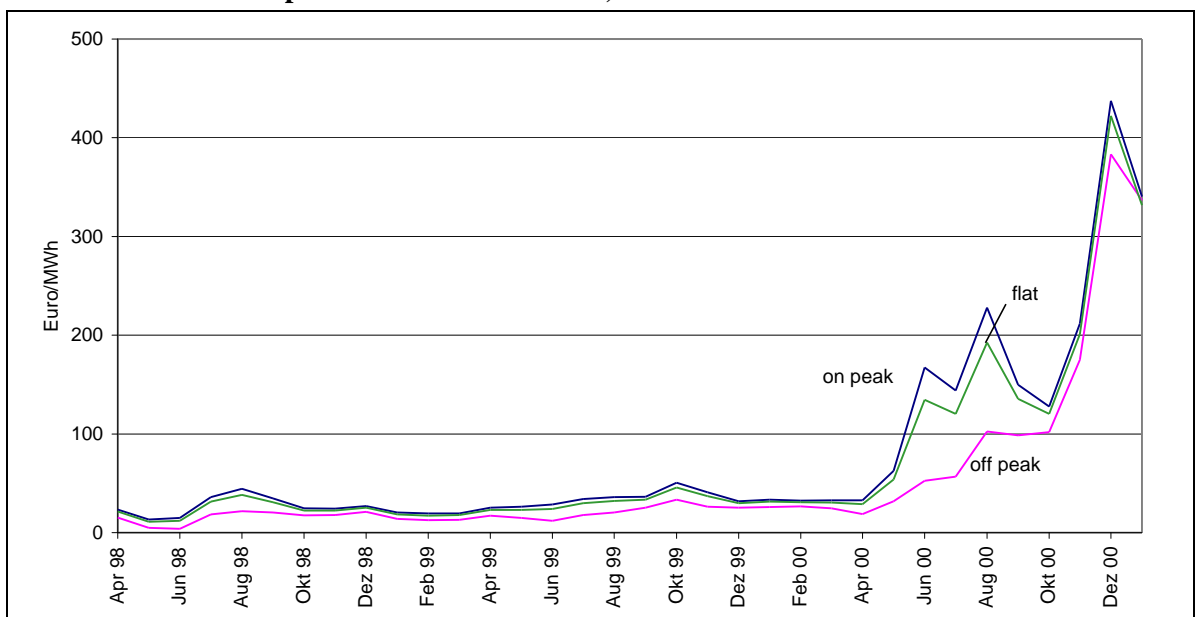
Abbildung 23: Australian Power Exchange
- Victoria, Dezember 1998–Januar 2001; €/MWh –



Quelle: <http://www.nemmco.com.au/data/tables.htm>

Ein drastischer Preisanstieg ist an der Kalifornischen Strombörse seit April 2000 zu beobachten (Abbildung 24). Die Gründe hierfür liegen zum einen in dem im Zuge der Liberalisierung vorgenommenen Abbau von Erzeugungskapazitäten, und zum anderen wurden gegen Ende des Jahres 2000 durch den gestiegenen Ölpreis weltweit auch die Grenzkosten der Stromerzeugung und damit die Großhandelspreise in die Höhe getrieben. Allerdings – wie die vorherigen Abbildungen zeigen, keineswegs zu einer solchen Höhe wie die kalifornischen Spotmarktpreise.

Abbildung 24: Californian Power Exchange
– April 1998–Dezember 2000; €/MWh –



Quelle: http://www.calpx.com/prices/index_prices_dayahead_trading.html

6.2 Endverbraucherpreise für Strom

Die Entwicklung des Strompreisniveaus wird von unterschiedlichen Institutionen und anhand unterschiedlicher Indikatoren gemessen, die zu teilweise deutlich voneinander abweichenden Ergebnissen führen. Wir betrachten die realen (inflationsbereinigten¹⁵) Strompreise für Industriekunden und Haushalte ohne Steuern im Zeitraum 1990-1999.

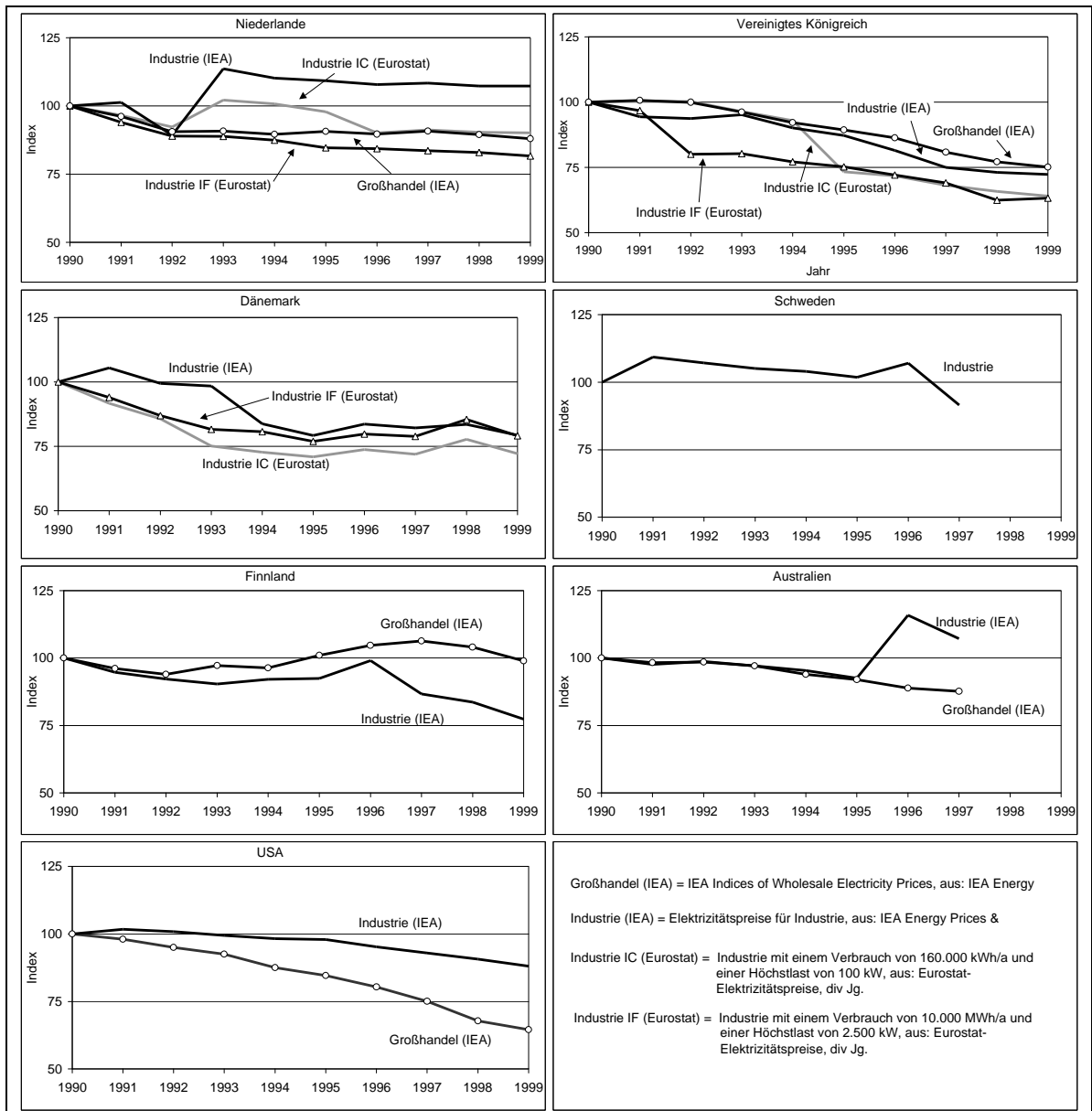
6.2.1 Industriestrompreise

Im Vereinigten Königreich sind die realen Industriestrompreise (Abbildung 25) am stärksten gesunken.

Je nach verwendetem Indikator sind die Preise zwischen 1990 und 1999 um etwa ein Viertel bis ein Drittel gesunken. In Dänemark sind die Industriestrompreise um etwa ein Viertel gesunken, in den Niederlanden um etwa 15-20% (der von der IEA angegebene Industriestrompreis zeigt dagegen einen sprunghaften Anstieg zwischen 1992 und 1993, der mit den sonstigen Angaben nicht vereinbar ist). In Schweden, Finnland und Australien scheinen die Industriestrompreise weniger stark gesunken zu sein. Das Ergebnis hängt, wie auch für die USA, stark vom verwendeten Indikator ab.

¹⁵ Die nominalen Strompreise wurden mit Hilfe des Verbraucherpreisindex (SVR [2000]: 316) in reale Strompreise transformiert.

Abbildung 25: Industriestrompreise, real ohne Steuern – Niederlande, Vereinigtes Königreich, Dänemark, Schweden, Finnland, Australien, USA; 1990-1999, Index 1990=100 -

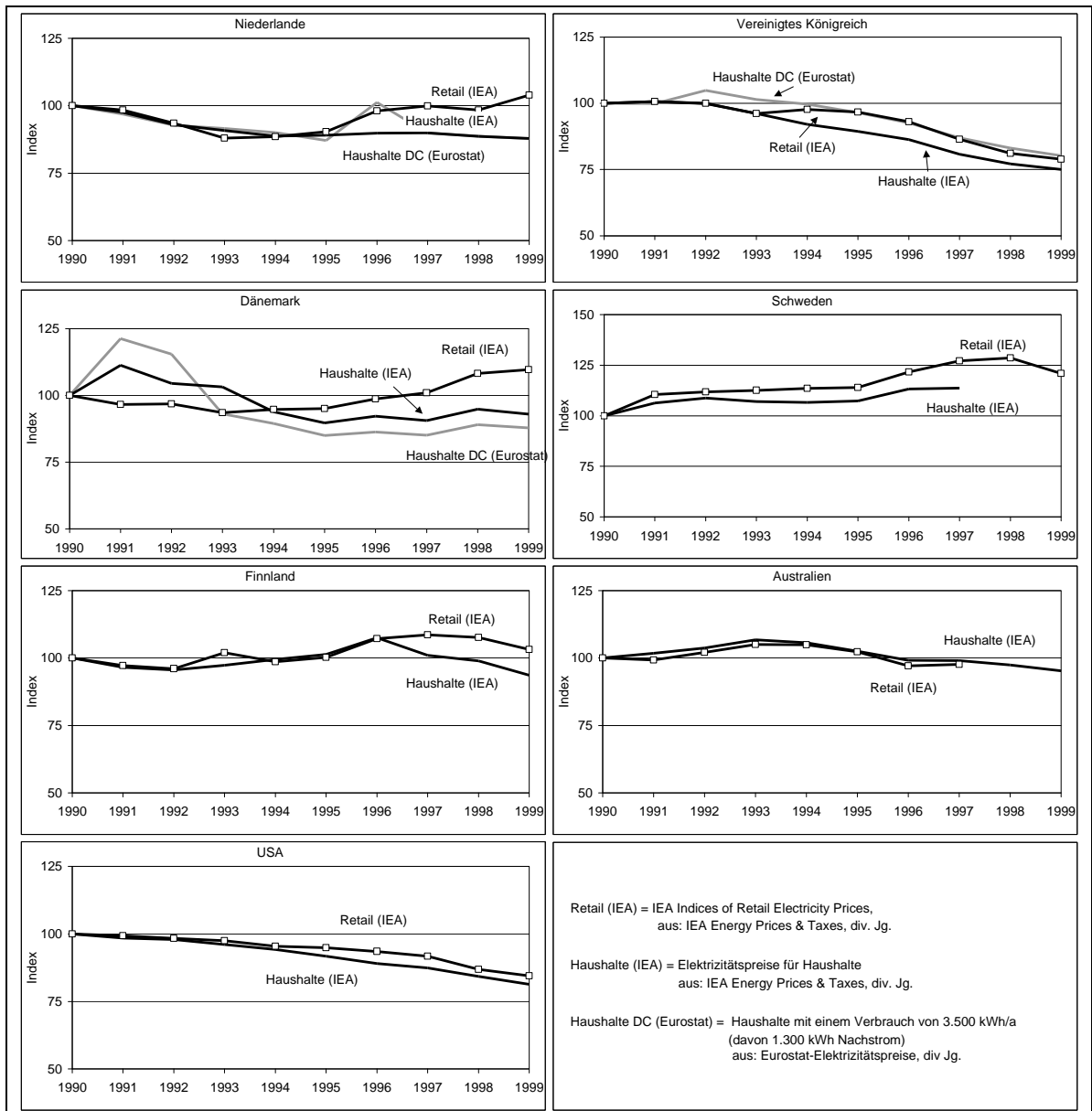


Quelle: Daten von Eurostat und IEA, eigene Berechnungen.

6.2.2 Haushaltsstrompreise

Im Gegensatz zu den Industriestrompreisen sind die realen Strompreise für Haushalte (Abbildung 26) in einigen Ländern angestiegen oder im wesentlichen konstant geblieben.

Abbildung 26: Haushaltsstrompreise, real, ohne Steuern
 – Niederlande, Vereinigtes Königreich, Dänemark, Schweden, Finnland,
 Australien, USA; 1990-1999, Index 1990=100 –



Quelle: Daten von Eurostat und IEA, eigene Berechnungen. Beachte die höhere Skalierung bei Schweden.

Am deutlichsten ist der Preisanstieg in Schweden. Im Vereinigten Königreich sind die Haushaltsstrompreise dagegen um etwa ein Viertel gesunken. Die Preissenkung setzte erst in der zweiten Hälfte der 90er Jahre ein, während die Industriestrompreise schon früher gesunken waren. Dieser Verlauf stimmt mit der schrittweisen Öffnung des Strommarktes nach Kundengröße überein.

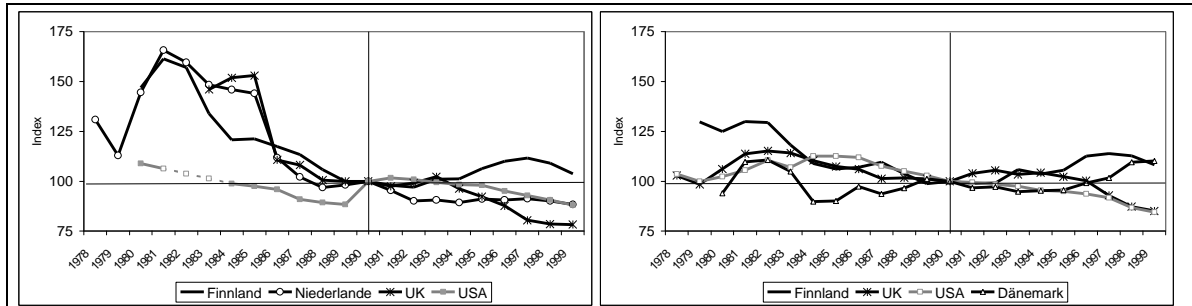
Über alle Länder hinweg ist ein Trend erkennbar, wonach die Preisspanne zwischen Haushalts- und Industriekunden größer wird.

6.2.3 Weitere Einflussfaktoren auf die Strompreisentwicklung

Die Liberalisierung stellt nur einen von vielen Einflussfaktoren der Strompreisentwicklung dar. So hat der Rückgang der Primärenergiepreise in den 80er Jahren die Strompreise frei Kraftwerk (wholesale electricity prices) real stärker verringert als in den 90er Jahren (Abbildung 27). Bei den

Verbraucherpreisen (retail electricity prices) war die Entwicklung wie zu erwarten weniger stark ausgeprägt, da hier die Erzeugungskosten weniger stark und die Netzkosten stärker zu Buche schlagen.

Abbildung 27: Index für reale Stromgroß- und -einzelhandelspreise – Finnland, Niederlande, UK, USA, Dänemark; 1978-1999, Indexwerte -



Quelle: Daten aus IEA Energy Prices and Taxes, SVR (2000); eigene Berechnungen.

Für die Verbraucherentscheidungen sind die Strompreise einschließlich aller Steuern und sonstigen Belastungen maßgeblich. Bei den Verbrauchssteuern auf Strom bestehen internationale große Unterschiede (Tabelle 14).

Tabelle 14: Strompreise und Steuern für Industrie und Haushalte – Dänemark, Finnland, UK, Niederlande; 1999; Währung/kWh, % -

Land		Einheit	Preis exkl. Steuern	Verbrauchssteuer	Preis inkl. Verbrauchssteuern	davon Verbrauchssteuern	Mehrwertsteuer	Preis inkl. Verbrauchs- und Mehrwertsteuer	davon Verbrauchs- und Mehrwertsteuer
Dänemark	Industrie	DKK/kWh	0,3642	0,093	0,4572	20%	0	0,4572	20%
	Haushalte	DKK/kWh	0,5631	0,594	1,1571	51%	0,2893	1,4464	61%
Finnland	Industrie	FMK/kWh	0,2299	0,0258	0,2557	10%	0	0,2557	10%
	Haushalte	FMK/kWh	0,3761	0,0418	0,4179	10%	0,0919	0,5098	26%
UK	Industrie	GBP/kWh	0,0394	0	0,0394	0%	0	0,0394	0%
	Haushalte	GBP/kWh	0,0686	0	0,0686	0%	0,0034	0,0720	5%
Niederlande	Industrie	NLG/kWh	0,1240	0,002	0,1260	2%	0	0,1260	2%
	Haushalte	NLG/kWh	0,1950	0,038	0,2330	16%	0,041	0,2740	29%

Quelle: IEA Energy Prices and Taxes, 2. Quarter 2000; eigene Berechnungen.

In Dänemark beispielsweise entfallen vom Haushaltstrompreis über 50% (1999: 51%) auf die Stromverbrauchssteuer (excise tax). Berücksichtigt man zusätzlich die Umsatzsteuer, so entfallen 61% der Stromrechnung eines dänischen Haushalts auf Steuern. In Finnland und den Niederlanden sind die Verbrauchssteuern auf Strom wesentlich moderater; im Vereinigten Königreich werden keine Verbrauchssteuern auf Strom erhoben.

7 Entwicklungen in der Netzinfrastruktur

In diesem Abschnitt wird die Entwicklung der Netzinvestitionen hauptsächlich in England & Wales untersucht, da dort die Liberalisierung vor einem Jahrzehnt begonnen hat.¹⁶ Dieser Zeitraum ist notwendig, um etwaige Einflüsse der Liberalisierung auf die langfristigen Investitionen im Netzbereich untersuchen zu können. Betrachtet werden sowohl die Übertragungsnetze als auch die Verteilungsnetze. Die Gründe für die Versorgungskrise in Kalifornien werden kurz erläutert.

¹⁶ Auf die Entwicklung in Kalifornien wird nicht eingegangen, da die dortige Situation zum Großteil auf die fehlgeschlagene Regulierung zurückzuführen ist.

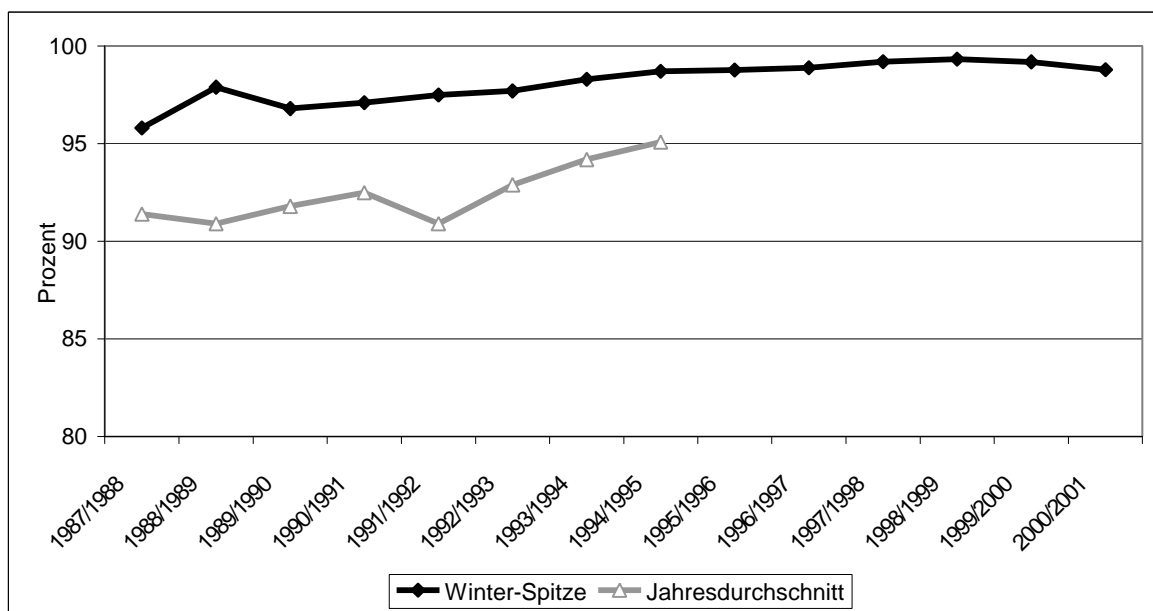
7.1 England & Wales

7.1.1 Entwicklung im Übertragungsnetzbereich

Die National Grid Company (NGC) ist in England & Wales seit der Einführung der Liberalisierung im Jahr 1990/1991 für den Betrieb und die Instandhaltung des Übertragungsnetzes in England & Wales verantwortlich. Die Länge der installierten Freileitungen (96% der installierten Längen) und Kabel (4%) beträgt im Durchschnitt im Zeitraum von 1993/1994 bis 1999/2000 rund 14.300 km.¹⁷ Dabei treten jährliche Schwankungen von rund 200 km auf.

Die installierte Netzlänge ist jedoch kein ausreichender Indikator zur Beurteilung der Versorgungssicherheit. Die Versorgungssicherheit lässt sich im Übertragungsnetzbereich über die Verfügbarkeit darstellen. In England & Wales stieg die Verfügbarkeit sowohl im Jahresdurchschnitt als auch in Winterspitzenlastzeiten (Abbildung 28).

Abbildung 28: Verfügbarkeit des Übertragungsnetzes
– England/Wales; 1987/88-2000/01; % -



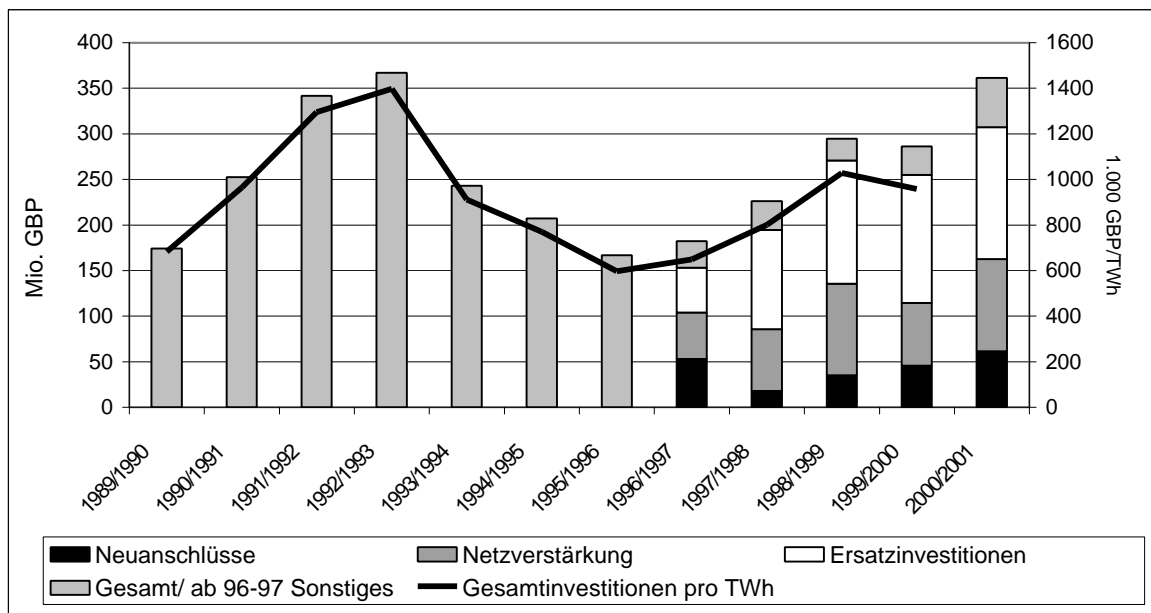
Quelle: Daten aus Geschäftsberichten der NGC, Electricity Association.

Die gestiegene Verfügbarkeit ist zum Großteil durch die Investitionen der NGC in die Netzinfrastruktur zu erklären.

¹⁷

Die angegebenen Längen sind Stromkreislängen (circuit km). Die Trassenlängen betragen für Freileitungen rund 7.000 km und für Kabel rund 500 km.

Abbildung 29: Investitionen in die Netzinfrastruktur der National Grid Company – England/Wales; 1989/90-2000/01; Mio. GBP, 1.000 GBP/TWh -



Quelle: Geschäftsberichte der NGC.

Die Investitionen in die Netzinfrastruktur der NGC verdoppelten sich innerhalb der ersten drei Jahre nach der Liberalisierung, während im Jahr 1995/96 wieder das Investitionsvolumen zu Beginn der Liberalisierung erreicht wurde (Abbildung 29). Die sinkende Investitionstätigkeit wird von der NGC mit der Verzögerung der Genehmigung des Netzausbaus in Nord-Yorkshire begründet. Diese Genehmigung wurde im März 1998 erteilt, wodurch sich der Anstieg des Investitionsvolumens in den Jahren 1997/98 und insbesondere 1998/99 erklärt.¹⁸ Der Investitionsanstieg im Jahr 2000/01 ist auf Neuanschlüsse in Kent und ein neues Kabel nach London begründet. Insgesamt stieg die an das Netz angeschlossene Kraftwerksleistung von März 1990 bis März 2001 um rund 25 GW, was erhebliche Investitionen bei den Neuanschlüssen nach sich zog. Gleichzeitig stieg jedoch auch der Bedarf an Ersatz- und Netzverstärkungsinvestitionen.

Die Investitionstätigkeit hängt im besonderen Maße von der Möglichkeit der NGC ab, die Kosten über die Netznutzungsentgelte zu amortisieren. Bis Ende April 2001 unterlag die NGC hauptsächlich einer kombinierten rate-of-return Regulierung und einer Price-cap-Regulierung. Diese ermöglichten es der NGC, die notwendigen Investitionen durchzuführen. Mit der Einführung der New Electricity Trading Arrangements (NETA) wird die NGC in ihrer Funktion als Übertragungsnetzeigener einer Erlösregulierung des eingesetzten Kapitals unterworfen. Ob diese Änderung der Regulierung einen Einfluss auf die Investitionstätigkeit ausüben wird, ist zur Zeit nicht abschätzbar.

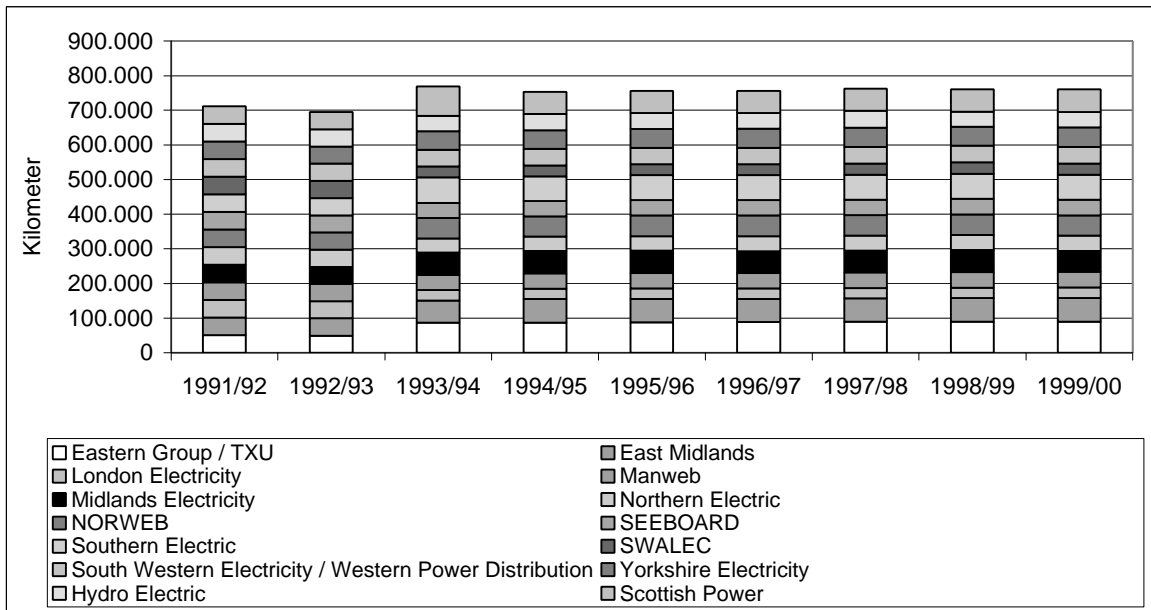
7.1.2 Entwicklung im Verteilungsnetzbereich

Im Verteilungsbereich sind die installierten Netzlängen seit der Privatisierung von rund 711.000 km auf rund 760.000 km um rund 7% gestiegen (Abbildung 30).

¹⁸

Das Finanzjahr endet jeweils im März eines Jahres.

Abbildung 30: Verteilungsnetzlängen Public Electricity Suppliers – Großbritannien; 1990/91-1999/00; Kilometer



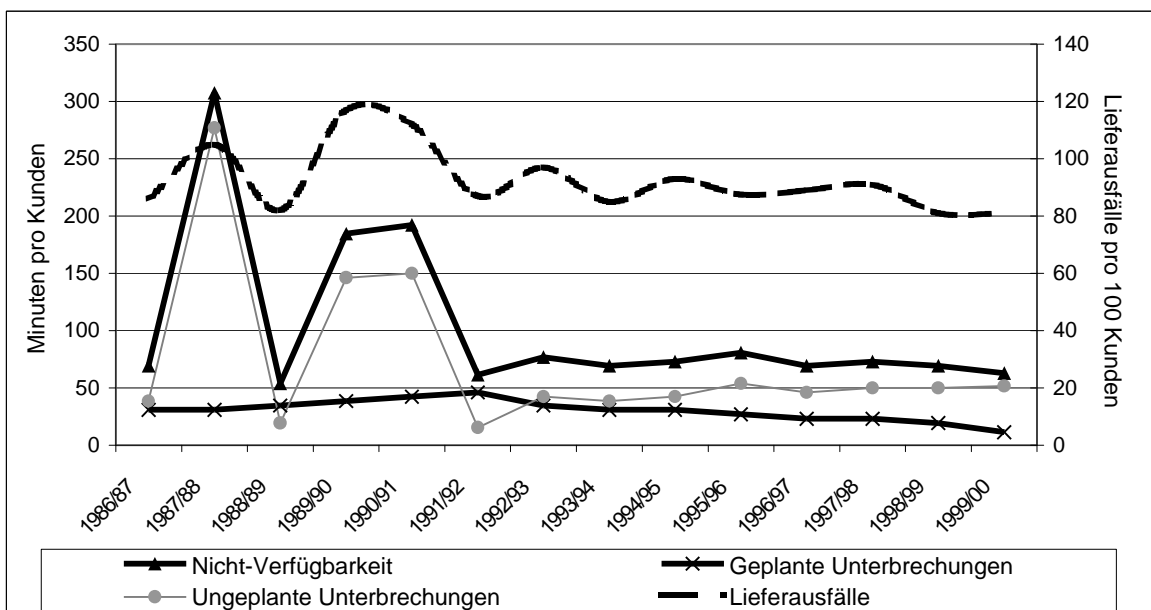
Quelle: Eigene Darstellung, Daten von der Electricity Association (diverse Jahrgänge).

Das Investitionsvolumen der britischen Verteilungsnetzbetreiber zur Erweiterung, Instandhaltung und Verstärkung des Verteilungsnetzes betrug im Zeitraum von 1989/90 bis einschließlich März 2000 insgesamt rund 11 Mrd. GBP. Dabei weichen die jährlichen Investitionswerte nicht erheblich vom Mittelwert (rund 1 Mrd. GBP) ab.

Die Versorgungsqualität lässt sich u.a. durch zwei Indikatoren messen:

- Netzverfügbarkeit (gemessen in Minuten des Lieferausfalls pro angeschlossenem Kunden) und
- Sicherheit der Versorgung (gemessen in Anzahl der Lieferungsunterbrechungen pro Kunde).

Abbildung 31: Sicherheit der Versorgung und Netzverfügbarkeit – Großbritannien; 1986/1987 – 1999/2000 –



Quelle: Daten aus Electricity Association (2000): 68, eigene Berechnungen.

Die Sicherheit der britischen Stromversorgung hat sich in den vergangenen Jahren leicht verbessert (Abbildung 31). Die Versorgungsausfälle in den Jahren 1987/88 und sowie 1989/90 und 1990/91 wurden durch unvorhersehbare Witterungseinflüsse (Hurrikan und Winterstürme) verursacht. Die Zeit der Nichtlieferung hat sich im Zeitraum von 1994/95 auf 1998/99 um rund 16% reduziert. Dies ist im wesentlichen auf Minderungen der Anzahl und Länge der geplanten Abschaltungen zurückzuführen, die ungeplanten Lieferausfälle sind mit rund 50 Minuten pro Jahr annähernd gleich geblieben. Die Anzahl der Lieferunterbrechungen hat sich seit der Liberalisierung leicht verbessert und liegt bei rund 80 Ausfällen pro 100 Kunden.

Aufgrund des natürlichen Monopolcharakters der Stromübertragung und -verteilung sind die Netzbetreiber einer Regulierung im Rahmen einer freiwilligen Vereinbarung oder durch eine unabhängigen Regulierungsinstitution zu unterwerfen. Durch die Regulierung werden den Netzbetreibern Standards vorgegeben, die sie zu erfüllen haben. Die Investitionskosten für Netzverstärkung bzw. Instandhaltung können ggf. auf die Netzentgelte umgelegt werden.

Letztlich ist die Frage der Versorgungssicherheit und -qualität nicht abhängig von der Liberalisierung per se, sondern von der Güte der Netzregulierung. Ein direkter Zusammenhang zwischen den Investitionen und der Entwicklung der Netzkapazitäten zum Erreichen umweltpolitischer Ziele kann nicht festgestellt werden.

7.2 Kalifornien

In Kalifornien wurde der Strommarkt zu Beginn des Jahres 1998 liberalisiert (vgl. auch Teil II Abschnitt 2.4). Im Sommer 2000 und insbesondere im Winter 2001 kam es zu erheblichen Versorgungsengpässen. Die Stromlieferung an den Großteil der Stromverbraucher musste mehrmals unterbrochen werden. Für die Versorgungskrise werden u.a. folgende Faktoren verantwortlich gemacht:¹⁹

- Nicht ausreichende Erzeugungskapazitäten: u.a. aufgrund langwieriger (umweltpolitischer) Genehmigungsverfahren wurden in Kalifornien seit Beginn der 1990er Jahre kaum neue Erzeugungskapazitäten errichtet. Diese sind jedoch aufgrund der gestiegenen Stromnachfrage und besonderer Witterungseinflüsse notwendig gewesen.
- Nicht ausreichende Übertragungskapazitäten: Die Übertragungskapazitäten mit den benachbarten Bundesstaaten (Oregon, Nevada) sind nicht auf die hohe kalifornische Nachfrage ausgerichtet.
- Überdurchschnittliche Gaspreise haben u.a. dazu geführt, dass die Einkaufspreise für Strom auf dem Großhandelsmarkt stiegen.
- Preisregulierung auf dem Endverbrauchermarkt. Den großen privaten Energieversorgungsunternehmen wurde im Rahmen der Strommarktliberalisierung ein maximaler Verkaufspreis auf der Endverbraucherebene vorgeschrieben. Die gestiegenen Einkaufspreise konnten so nicht entsprechend auf die Endverbraucher überwältigt werden, die über Strompreisänderungen in der Lage gewesen wären, ihr Nachfrageverhalten anzupassen. In der Folge gerieten die EVU in Zahlungsschwierigkeiten, was dazu führte, dass unabhängige Stromerzeuger und Brennstofflieferanten nicht mehr an die EVU lieferten.

¹⁹ Für eine ausführliche Darstellung des kalifornischen Strommarktes und die Gründe für die Versorgungsengpässe siehe u.a. Kumkar (2001) oder auch Schnapp (2001).

7.3 Fazit

Die Sicherheit der Versorgung ist in England & Wales seit der Einführung der Liberalisierung gestiegen. Die Versorgungsengpässe in Kalifornien im Jahr 2000/2001 sind auf regulierungsbedingte Schwächen zurückzuführen und nicht der Liberalisierung per se anzulasten.

Entscheidend für die Zuverlässigkeit der Versorgung ist die Investitionstätigkeit (Neuinvestitionen, Netzverstärkungs- und Ersatzinvestitionen) der Netzbetreiber. Die Investitionstätigkeit der Netzbetreiber hängt im wesentlichen von zwei Faktoren ab:

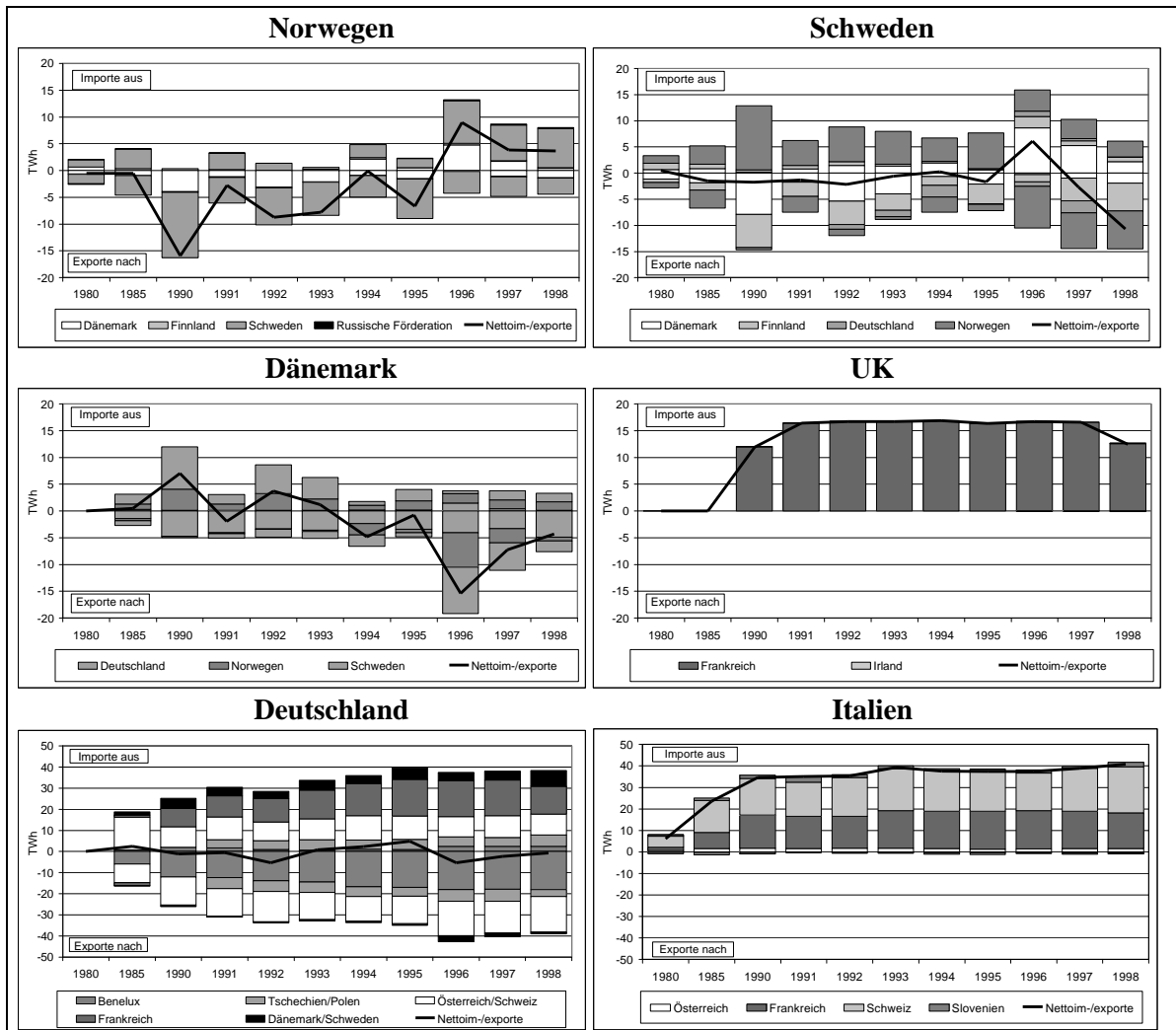
- von der Regulierung und den dadurch bestimmten Möglichkeiten für die Netzbetreiber, das eingesetzte Kapital zu amortisieren,
- von der Dauer der weiteren (umwelt-)rechtlichen Genehmigungsverfahren, die zu einer erheblichen Verzögerung bei der Durchführung von geplanten Investitionsvorhaben in Netzkapazitäten führen können.

Ein direkter Einfluss der Liberalisierung auf die Investitionstätigkeit der Netzbetreiber, die Rückwirkungen auf die Erreichung umweltpolitischer Ziele haben könnten, ist nicht erkennbar.

8 Entwicklungen der Stromimport/-exportstrukturen

Norwegen, Finnland, Schweden und UK werden zum Vergleich der Stromaußenhandelsbilanzen herangezogen, da diese Länder ihre Strommärkte bereits frühzeitig öffneten. Aufgrund der Bedeutung Dänemarks für den skandinavischen Strommarkt wird der Stromaußenhandelsaldo Dänemarks ebenfalls betrachtet. Die Werte von Deutschland werden vergleichend gegenübergestellt.

Abbildung 32: Stromaußenhandelsbilanzen – Norwegen, Italien, Schweden, Dänemark, UK, Deutschland; 1980-1998, TWh -



Quelle: Daten aus IEA Electricity Information, diverse Jahrgänge. Beachte die im Vergleich zu den anderen Ländern unterschiedliche Skalierung bei Deutschland und Italien.

Die in [Abbildung 32](#) dargestellten Stromim- und -exporte beziehen sich auf den physikalischen Stromfluss über die Kuppelleitungen an den jeweiligen Grenzen. Bereits vor der Liberalisierung des Strommärkte wurde Strom (in geringem) Masse zur optimalen Ausnutzung des europäischen Verbundsystems über nationale Grenzen transportiert. Dabei ist zu beachten, dass der Austausch oftmals in beide Richtungen verläuft. Dies ist durch tages- und saisonal unterschiedliche Preise für Strom zu erklären (z.B. exportiert Deutschland Strom in Schwachlastperioden in die Schweiz, in Spitzenlastperioden importiert Deutschland hingegen Spitzenlaststrom aus der Schweiz).

Schweden und Dänemark, die zu Beginn der 1990er Jahre Nettostromimporteure waren, wurden 1996 bzw. 1997 Nettoexporteure. Norwegen wurde seit 1996 zum Nettostromimporteure. Diese Entwicklung ist zum überwiegenden Teil auf die stochastisch schwankenden Niederschlagsbedingungen und die Zusammensetzung des Erzeugungsparks zurückzuführen. Insbesondere 1996 war ein sehr niederschlagsarmes Jahr, so dass Norwegen, dessen Erzeugung fast vollständig auf Wasserkraft beruht, nicht ausreichend Energie zur Verfügung stellen konnte und von den Nachbarländern Dänemark und Schweden Strom importieren musste.

Im Jahr 1990 wurde die Kuppelleitung zwischen England und Frankreich mit einer Kapazität von rund 2 GW vollendet, was zur Folge hatte, dass UK Strom aus Frankreich importierte. Die Kuppelleitungskapazität wurde zwischen 1991 und 1997 fast vollständig ausgenutzt. Der Abfall der Stromimporte aus Frankreich in UK im Jahr 1998 ist durch Stromexporte von England nach Frankreich aufgrund des zeitweisen Ausfalls von fünf französischen Kernkraftanlagen zu erklären.

Aufgrund der höheren Anzahl von Anrainerstaaten, höherer Kuppelleitungskapazität und höherem Stromaufkommen tauscht Deutschland erheblich mehr Strommengen mit seinen Nachbarstaaten z.B. als die skandinavischen Staaten aus. Dabei gleichen sich Stromim- und -exporte jedoch in den meisten Jahren annähernd aus.

Insgesamt sind die Austauschsalen, gemessen an der inländischen Erzeugung, im allgemeinen gering (Ausnahme: Italien). Wenn die einzelnen Länder in ähnlicher Weise Zugang zu Erzeugungstechnologien und Energieträgern haben und die Umweltstandards im wesentlichen einheitlich sind, kommt es auch bei wettbewerblicher Öffnung nicht zu massiven Stromflüssen. Die verbrauchsnahe Stromerzeugung ist dann die kostengünstigste Lösung.

Anders ist die Situation wenn die Nutzung bestimmter Stromerzeugungstechniken (z.B. Kernenergie) in einzelnen Ländern aus politischen Gründen nicht möglich ist oder wenn die Erzeugungskosten – z.B. wegen unterschiedlicher Umweltstandards – sich zwischen einzelnen Regionen deutlich auseinanderentwickeln. Der Erzeugerwettbewerb auf dem europäischen Markt wird dann zur Verlagerung von Kraftwerksstandorten in die Regionen führen, in denen die Erzeugungskosten niedriger und die Technologiewahl weniger beschränkt ist.

9 Finanzielle Querverbindung zwischen Energieversorgung und dem ÖPNV

In Deutschland besteht auf der kommunalen Ebene eine finanzielle Querverbindung zwischen der Energieversorgung (Strom, Gas) und dem ÖPNV unter dem gemeinsamen Dach von Stadtwerken in zweifacher Weise: durch steuerlichen Querverbund und durch Quersubventionierung (interne Subventionierung).

Der steuerliche Querverbund zwischen der ertragsstarken Energieversorgung und dem defizitären ÖPNV durch Aufrechnung von Gewinnen und Verlusten führt zu einer geringeren steuerlichen Belastung für das Querverbundunternehmen als wenn diese Bereiche unternehmerisch getrennt wären. Die Zuschüsse für den ÖPNV können in Höhe dieser Steuerentlastung niedriger gehalten werden, dem steht aber in gleicher Höhe eine Verringerung des Steueraufkommens gegenüber. Die Höhe dieses steuerlichen Vorteils wird auf etwa 1,5 – 2 Mrd. DM/a geschätzt (Welge [1998]: 124; Siekmann [2000]: 113). Der Verband Deutscher Verkehrsunternehmen (VDV) geht davon aus, dass "steuerliche Synergieeffekte und Gewinnverwendungen aus dem kommunalwirtschaftlichen Querverbund" 1998 etwa 3 Mrd. DM ausmachten, sich aber "schon sehr bald auf die Summe von 1,5 Milliarden DM jährlich halbieren werden" (VDV [1999]: 24).

Die Quersubventionierung des ÖPNV durch die Energieversorgung bedeutet, dass die Energiepreise (in denen auch die von den Gemeinden erhobenen Konzessionsabgaben enthalten sind) für die Verbraucher im betreffenden Gebiet höher sind und Nichtfahrer in diesem Umfang den ÖPNV subventionieren.

Beide Finanzierungsquellen sind durch die Liberalisierung des Verkehrsmarktes und des Strom- und Gasmarktes bedroht: Der Rückgriff auf diese Finanzierungsquellen verzerrt den Wettbewerb auf dem liberalisierten Verkehrsmarkt und könnte durch eine Klage vor dem EUGH zu Fall ge-

bracht werden; der Wettbewerb auf dem Strom- und Gasmarkt wird diese Quellen in erheblichem Umfang austrocknen.

Der steuerliche Gewinn- und Verlustausgleich ist von den Finanzverwaltungen des Bundes und der Länder bereits 1993 – also Jahre vor der Liberalisierung des Strom- und Gasmarktes - unter Hinweis auf die EG-Verordnung 1893/91 – als Teil der Liberalisierung des Verkehrsmarktes - in Frage gestellt. Zwar wurde die ertragssteuerliche Wirkung des Querverbunds durch Beschluss der Finanzministerkonferenz vom 23.06.1994 zunächst gesichert; sie bleibt aber bedroht, weil sie von der Kommission und dem Europäischen Gerichtshof als eine mit dem Gemeinsamen Markt unvereinbare Beihilfe bewertet werden könnte (Welge [1998]). Aberle urteilt über das gegenwärtige Konzessionsrecht für ÖPNV-Betriebe und den steuerlichen Querverbund: "Aber beides wird langfristig kaum zu halten sein, weder das mit Großvaterrechten verquickte Konzessionssystem noch der steuerliche Querverbund. Beides stellt für EU-Unternehmen aus anderen Staaten, welche hier ÖPNV-Leistungen erbringen wollen, eine diskriminierende Marktzugangsbeschränkung dar. Eine irgendwann zu erwartende Klage eines ausländischen Anbieters vor dem Europäischen Gerichtshof kann dieses Schutzgebäude von einem Tag auf den anderen zum Einsturz bringen. Wobei der steuerliche Querverbund möglicherweise als Folge der Liberalisierung der Energiemärkte mangels Masse weitgehend zum Erliegen kommen könnte." (Aberle [1997]: 285). Entsprechendes gilt für die Quersubventionierung über die Strom- und Gaspreise.

Mit dem deutschen Querverbund vergleichbare Regelungen bestanden in Italien und bestehen noch in Österreich. In Italien war die Verbindung zwischen Energieversorgung und ÖPNV bei den großen Stadtwerken schon in der Vergangenheit gelöst worden. Gesetzlich sind jetzt alle Unternehmen verpflichtet, diese Verflechtung vor Ende 2001 aufzulösen und getrennte Kapitalgesellschaften zu gründen. Eine entsprechende Anpassung ist auch für Österreich zu erwarten. Querfinanzierung widerspricht den Prinzipien der Liberalisierung sowohl des Verkehrsmarktes als auch des Strom- und Gasmarkts.

Teil II Instrumente der Umweltpolitik zur Förderung von regenerativer Stromerzeugung, Energieeffizienzmaßnahmen und Kraft-Wärme-Kopplung

Die Liberalisierung der Strom- und Gasmärkte beeinflusst die Verfolgung umwelt- und klimapolitischer Ziele im Energiebereich direkt und indirekt. Die direkte Beeinflussung erfolgt durch die Veränderungen bei Energieangebot und –nachfrage; die Liberalisierung erweitert u.a. die Handlungsmöglichkeiten der Erzeuger bezüglich der Auswahl der zur Verstromung eingesetzten Energieträger oder Importquellen. Gleichzeitig wird den Nachfragern die Möglichkeit eingeräumt, zwischen verschiedenen Stromprodukten (konventionell erzeugter Strom oder rein regenerativ erzeugter Strom) zu wählen. Die indirekte Beeinflussung liegt in der Veränderung der Bedingungen für den Einsatz umwelt- und klimapolitischer Instrumente.

Da das freiwillige Verhalten der Marktakteure zumeist nicht ausreicht, die umwelt- und klimapolitischen Ziele zu verwirklichen, bleibt der Einsatz von Förderinstrumenten notwendig. Dabei können die traditionell eingesetzten Instrumente unverändert oder auch nur modifiziert unter den neuen Marktbedingungen eingesetzt werden.

Im Folgenden werden diejenigen Länder näher untersucht, bei denen (z.T. begrenzte) Erfahrungen mit dem Einsatz solcher Instrumente auf ihren (teilweise) liberalisierten Märkten vorliegen. Dabei ist die Länderauswahl nicht präjudizierend für die Güte der gewählten Instrumente zu verstehen. Alle in den untersuchten Ländern eingesetzten umwelt- und klimapolitischen Instrumente könnten prinzipiell auch in Deutschland verwendet werden.

1 Energiesteuern

Die Einführung von Steuern auf (primäre und sekundäre) Energieträger²⁰ ist ein erster Schritt, die Verursacher der klimaschädlichen Emissionen mit den energiebedingten Kosten der Umweltnutzung zu belasten. Durch die Besteuerung erhöht sich der Preis der Energieträger, so dass unter normalen Marktbedingungen energieeffizientere Technologien begünstigt werden und die Nachfrage nach den Energieträgern zurückgeht. Durch die Besteuerung können liberalisierungsbedingte Preissenkungen kompensiert werden.

Neben der ökologischen Lenkungsfunktion kann auch das Erzielen von Steuereinnahmen die Einführung einer Steuer auf Energieträger motivieren.²¹

In einigen der betrachteten Ländern und Regionen wurden bereits in den frühen 1990er Jahren Umweltsteuern implementiert. Im Rahmen der Untersuchung werden daher nach einem kurzen Ü-

²⁰ Primäre Energieträger sind z.B. Rohöl oder unverarbeitete Stein- und Braunkohlen. Sekundärenergieträger sind z.B. Mineralölprodukte und Strom.

²¹ Unabhängig von der Internalisierung energiebedingter Kosten der Umweltnutzung sprechen ökonomische Gleichgewichts- und Stabilitätsgründe für Energiesteuern. Analysen des industriellen Wachstums der USA, Japans und Deutschlands zeigen, dass der Beitrag der Energie zum Wachstum (die Produktionselastizität der Energie) um eine Größenordnung über ihrem Faktorkostenanteil liegt, während der Wachstumsbeitrag der Arbeit wesentlich geringer als ihr Kostenanteil ist. Nur für Kapital sind Wachstumsbeitrag und Kostenanteil etwa im Gleichgewicht. Ökonomische und fiskalische Gleichgewichts- und Stabilitätsgründe sprechen für die Verlagerung von Steuer- und Abgabenlast von Arbeit auf Energie ([Lindenberger et. al. 2000], [Kümmel et. al. 2000]).

berblick über die Bemühungen auf EU-Ebene, eine einheitliche CO₂-/Energiesteuer einzuführen, die CO₂-/Energiesteuersysteme in Dänemark, den Niederlanden und Schweden dargestellt.²²

1.1 EU-weite CO₂-/Energiebesteuerung

Ein erster Versuch, eine einheitliche Grundlage für eine EU-weite CO₂-/Energiebesteuerung vorzunehmen, wurde 1992 seitens der EU-Kommission mit einem Richtlinienvorschlag vorgenommen (EU [1992]). Dieser Vorschlag wurde bis 1995 überarbeitet und erneut veröffentlicht (EU [1995]). Ziel war es, durch die Besteuerung dazu beizutragen, die EU-weiten CO₂-Emissionen bis zum Jahr 2000 auf dem Niveau von 1990 zu stabilisieren. Gleichzeitig sollte der Faktor Arbeit durch Senkung der Lohnnebenkosten mit Hilfe der Einnahmen aus dem Steueraufkommen verbilligt werden (SVR [1996]).

Vorgeschlagen wurde eine kombinierte CO₂-/Energiesteuer im Verhältnis von 50:50, die beim Verkäufer der Sekundärenergieträger erhoben werden sollte.²³ Umwandlungsverluste auf vorgelagerten Stufen sollten entsprechend bei den individuellen Steuersätzen berücksichtigt werden. Ziel der paritätischen Aufteilung war es, keine zu großen brennstoffbedingten Differenzen in der Abgabenbelastung der Produkte zwischen den Staaten zuzulassen (würde der reine CO₂-Gehalt als Steuerbemessungsgrundlage gewählt, wäre z.B. das Steueraufkommen in Frankreich aufgrund des hohen Nuklearenergieanteils relativ niedrig). Die Steuersätze waren bis zum Jahr 2000 steigend ausgestaltet (Zielwerte für das Jahr 2000: 0,7 ECU/GJ und 9,37 ECU/t CO₂). Energiesparende oder emissionsmindernde Investitionen durften als steuerabzugsfähige Investitionen anerkannt werden.

Im allgemeinen wurden die Steuersätze als zu niedrig erachtet, um einen signifikanten Beitrag zur Emissionsminderung beizutragen (SVR [1996]). Das vorgeschlagene Steuersystem hätte dazu geführt, dass die Emissionen im Verkehrs- und Stromerzeugungssektor weiterhin gestiegen wären und der Großteil der Emissionsminderung von dem Haushalts- und Industriebereich hätten vorgenommen werden müssen.

Im ECOFIN-Rat (Rat der Wirtschafts- und Finanzminister) konnte keine Einigung über die Einführung einer EU-weiten CO₂-/Energiesteuer nach dem EU-Kommissionsvorschlag von 1995 erzielt werden. Einer der Hauptgründe für die Ablehnung war, dass die Richtlinie für alle Mitgliedsstaaten die Einführung einer CO₂-/Energiesteuer verbindlich vorschreiben würde. Daraufhin veröffentlichte die EU-Kommission 1997 einen nochmals überarbeiteten Vorschlag für eine EU-Richtlinie (EU [1997]). Darin wurde propagiert, Minimalwerte für die existierenden Verbrauchssteuern auf Mineralöl und Mineralölprodukte einzuführen sowie die Steuersätze bis zum Jahr 2002 graduell anzuheben (Schlegelmilch [1998] und [2000]). Auch dieser Vorschlag der EU-Kommission wurde nicht durch den ECOFIN-Rat angenommen. Mehrere Vorschläge verschiedener Regierungen wurden in der Folge diskutiert, eine abschließende Einigung konnte bisher jedoch nicht erzielt werden.

²² Die Ausführungen basieren auf Informationen der nationalen Finanzministerien, Energie- oder Umweltbehörden sowie aus Schlegelmilch (1998) und (2000), Arndt/Heins et al. (1998) und Truger (2000).

²³ Zur Diskussion der Vorteilhaftigkeit von Energie- oder Kohlenstoffgehalt der Energieträger als Bemessungsgrundlage für die Steuer siehe u.a. SVR (1996) und die darin zitierte Literatur.

1.2 Dänemark

1.2.1 Entwicklung des Energie- und CO₂-Steuersystems

Im Jahr 1993 wurde das dänische Energiesteuersystem, das seit 1977 implementiert war, umstrukturiert. Zusätzlich zur Energiesteuer, die sich am Energiegehalt der Energieträger bemisst, wurde zu Beginn des Jahres 1993 eine CO₂-Steuer für die Brennstoffe Diesel, leichtes und schweres Heizöl, Kohle, Erdgas sowie Strom eingeführt. Um eine doppelte Belastung bestimmter Energieträger zu vermeiden, wurden mit der Einführung der CO₂-Steuer die Energieträger Heizöl, Kohle und Strom ganz oder zumindest teilweise von der Energiesteuer ausgenommen.

Gleichzeitig mit der Einführung der CO₂-Steuer wurden Sonderregelungen für die Industrie getroffen. Zum einen wurden Industrieunternehmen vollständig von der Energiesteuer befreit, zum anderen wurde ihr CO₂-Steuersatz um 50% gesenkt. Energieintensive Unternehmen erhielten zusätzliche Ermäßigungen, so dass die Belastung aus der Steuer auf rund 35% des Normalsteuersatzes sank.²⁴

In den Folgejahren wurden die Energiesteuersätze kontinuierlich erhöht, während die CO₂-Steuer konstant blieb.

1995 wurde erneut eine grundlegende Reform des Steuersystems durchgeführt, die zum 1. Januar 1996 in Kraft trat. Zusätzlich zu der Energie- und CO₂-Komponente des Steuersystems für Energieträger wurde eine Schwefelsteuer für die Sektoren Industrie und Handel eingeführt. Gleichzeitig wurde den energieintensiven Industrieunternehmen die Möglichkeit eingeräumt, über Selbstverpflichtungen im Bereich der Energieeffizienz Steuererleichterungen zu erhalten. Ziel war es, den Unternehmen die Wahl der kostenminimalen Anpassungsstrategie zu einzuräumen.

CO₂-Steuersätze

Die CO₂-Steuersätze hängen seit der Reform 1996 von der Energieverwendung (energieintensive und „normale“ Prozesse²⁵ sowie Raumwärme) ab, die Schwefelsteuer ist unabhängig von der Verwendung der Energieträger. Der Primärenergieträgereinsatz im Bereich der Verstromung wurde von der Steuer ausgenommen, da die Steuer am Stromoutput verankert ist. Die Differenzierung bei der CO₂-Steuer nach Verwendungsarten setzt eine separate Messung des Energieeinsatzes für Produktionsprozesse voraus, für welche die Energieverbraucher verantwortlich sind. Werden separate Messungen nicht vorgenommen, wird der hohe Steuersatz für Raumwärmezwecke angesetzt. Analoge Annahmen werden für die Anwendungsbereiche „normale“ und energieintensive Prozesse getroffen: Wird der Verbrauch in energieintensiven Prozessen nicht separat gemessen, wird der höhere Steuersatz für „normale“ Prozesse in Ansatz gebracht.

Grundsätzlich unterliegt der gesamte Industrie- und Handelssektor der CO₂-Besteuerung. Eine Differenzierung der Steuersätze erfolgt jedoch entsprechend der Verwendung der Energieträger. Seit dem Jahr 2000 liegt der Steuersatz für energieintensive Produktion bei 25 DKK/t CO₂, während der Steuersatz für sonstige produktive Verwendungen 90 DKK/t CO₂ beträgt (Tabelle 15, Tabelle 16).

²⁴ Die Mindestbelastung für die Steuer betrug jedoch rund 2.500 DM p.a.

²⁵ Als energieintensive Prozesse definiert das dänische CO₂-Steuergesetz u.a. Gewächshausbeheizung, die Zucker-, Papier-, Glas-, Mineralwolle- und Zementproduktion.

Tabelle 15: CO₂-Steuersätze
- Dänemark; 2000; DKK/GJ -

Energieträger	Steuersatz
	DKK/GJ
Kohle	9,6
Braunkohle und Briketts	9,7
Kokskohle	9,6
Petroleum	7,8
Heizöl leicht	7,5
Heizöl schwer	7,9
Flüssiggas	6,5
Elektrizität	27,8
Erdgas	5,6
Holz, Stroh, Abfall, Biogas	0

Quelle: DEA (2000).

Tabelle 16: CO₂-Steuersätze
- Dänemark; 1996-2000; DKK/t CO₂ -

Jahr		1996	1997	1998	1999	2000
		DKK/t CO ₂	DKK/t CO ₂	DKK/t CO ₂	DKK/t CO ₂	DKK/t CO ₂
	Selbstverpflichtung					
energieintensiver Prozeß	ohne	5	10	15	20	25
energieintensiver Prozeß	mit	3	3	3	3	3
Subvention		2	7	12	17	22
normaler Prozeß	ohne	50	60	70	80	90
normaler Prozeß	mit	50	50	50	58	68
Subvention		0	10	20	22	22
Raumwärme	n.a.	100	100	100	100	100

Quelle: DEA (2000).

Energiesteuer

Mit der Steuerreform von 1996 wurde eine Energiesteuer für den Einsatz von Energieträgern zu Wärmezwecke eingeführt. Dabei wurden die Steuersätze graduell erhöht, im Jahr 2000 beträgt der Regelsteuersatz 100 DKK/t CO₂. Dieser Satz gilt auch für den Haushaltssektor (in Tabelle 17 sind die Werte bezogen auf den Energiegehalt angegeben).

Tabelle 17: Energie-Steuersätze für Raumwärme im Industrie- und Handelssektor
- Dänemark; 1996-2000; DKK/GJ -

Energieträger	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
	DKK/GJ	DKK/GJ	DKK/GJ	DKK/GJ	DKK/GJ	DKK/GJ	DKK/GJ
Kohle	10	25	41	45	47	49	51
Braunkohle und Briketts	10	25	45	45	47	49	51
Kokskohle	10	25	41	45	47	49	51
Petroleum	13	28	46	49	50	51	53
Diesel	12	27	44	47	48	50	51
Heizöl	12	27	44	47	48	50	51
Flüssiggas	13	28	45	47	48	50	51
Elektrizität	30	72	128	132	136	140	144
Erdgas	12	27	44	47	48	49	51
Abfall	0	0	0	4	6	8	10
Holz, Stroh, Biogas	0	0	0	0	0	0	0

Quelle: DEA (2000).

Selbstverpflichtungen energieintensiver Verbraucher

Energieintensive Verbraucher im Industrie- und Handelssektor können durch eine Selbstverpflichtung zur Durchführung von Energieeffizienzmaßnahmen eine Steuerreduktion erhalten (Tabelle 16). Dadurch sollen zum einen Anreize zur Durchführung von Energieeffizienzmaßnahmen gesetzt werden, zum anderen soll die Wettbewerbsfähigkeit der energieintensiven Unternehmen nicht geschwächt werden. Selbstverpflichtungen können entweder von einzelnen Unternehmen oder von Branchen abgegeben werden. Die Unternehmen verpflichten sich, bestimmte Maßnahmen durchzuführen, was von einer unabhängigen Institution überprüft wird. Werden die zugesagten Maßnahmen nicht implementiert, hat die Steuerbehörde das Recht, die Steuernachlässe zurückzufordern.

Bis zum Sommer 1998 sind rund 230 Selbstverpflichtungen eingegangen worden, die eine Steuervergünstigung nach sich zogen. Dadurch unterliegen rund 50% des Energieverbrauchs der Industrie und des Handels dem ermäßigten Steuersatz.

Anreize, eine Selbstverpflichtung einzugehen, bestehen dann, wenn die Steuerersparnisse höher als die Kosten für die Energieeffizienzmaßnahmen ausfallen. Bei den Kosten für die Energieeffizienzmaßnahmen sind jedoch mögliche Subventionen durch den Staat zu beachten (Abschnitt 3.3).

Steuerverwendung

Die Einnahmen aus der Energie-, CO₂- und Schwefelsteuer der Steuerreform von 1996 werden zur Reduzierung der Lohnnebenkosten, zur Förderung von Energieeffizienzmaßnahmen und für spezifische Subventionen für kleine Unternehmen eingesetzt. Insgesamt sollen für diese Programme im Zeitraum von 1996-2000 rund 1,8 Mrd. DKK aus dem Steueraufkommen zur Verfügung stehen.

1.2.2 Beurteilung

Ausgesprochenes Ziel der dänischen Energiesteuerreform war eine Reduktion der CO₂- und SO₂-Emissionen, wobei die internationale Wettbewerbsfähigkeit der dänischen Unternehmen nicht eingeschränkt werden sollte. Insbesondere sollte erreicht werden:

- ein verstärkter Einsatz von CO₂-armen Energieträgern und
- eine Verringerung des Energieverbrauchs durch Steigerung der Anzahl von Energieeffizienzmaßnahmen oder Substitution von Energie durch Arbeit.

Die tatsächlich durch die Steuerreform hervorgerufenen Emissionsminderungen lassen sich nur schwer von anderen Faktoren (exogene Energiepreisveränderungen, weitere Förderprogramme, etc.) separieren. Modellrechnungen haben ergeben, dass durch das Steuersystem bis zum Jahr 2005 CO₂-Reduktionen in Höhe von rund 1,2 Mio. t erzielt werden könnten. Bezogen auf die CO₂-Emissionen aller mehrwertsteuerpflichtigen Unternehmen in Dänemark im Jahr 1996 (24,3 Mio. t) beträgt die Minderung rund 5%.

Die Erhebung der Steuern soll nach Angaben der dänischen Regierung bezogen auf die Belastung der Unternehmen neutral ausgestaltet sein. Mehrbelastungen aus gestiegenen Energiekosten sollen durch Senkungen insbesondere der Lohnnebenkosten kompensiert werden.

Die Lenkungswirkung des Steuersystems wird vor allem durch die Differenzierung der CO₂-Steuer nach Anwendungsbereichen stark eingeschränkt. Der Einsatz von Energieträgern in energieintensiven Prozessen wird maximal nur mit einem 25%igen Steuersatz im Vergleich zum Haushaltssektor

belegt.²⁶ Mit Hilfe von Energieeffizienzmaßnahmen im Rahmen von Selbstverpflichtungen kann der Steuersatz erheblich reduziert werden. Dabei erhalten die Unternehmen zusätzliche Subventionen für diese Maßnahmen aus dem allgemeinen Energiesteueraufkommen. Auch nicht energieintensive Produktionsprozesse werden steuerlich begünstigt. Aus umweltpolitischen Gründen sind weder eine Ungleichbehandlung von Emittenten (Industrie, Haushalte, etc.) noch sinkende Steuersätze bei steigender Energieintensität der Produktionsprozesse zu rechtfertigen, da die Schäden der Emissionen unabhängig von ihren Emittenten eintreten.

1.3 Niederlande

1.3.1 Entwicklung des Energie- und CO₂-Steuersystems

In den Niederlanden wurden die umweltorientierten Einzelabgaben auf bestimmte Energieträger im Jahr 1988 durch ein allgemeines System der Besteuerung von Energieträgern (ökologische Brennstoffsteuer) ersetzt. Die Einnahmen aus diesen Steuern sollten aufkommensneutral verwendet werden, indem z.B. andere Steuern gesenkt wurden, so dass die Gesamtsteuerlast für die Steuerzahler nicht erhöht wird. Im Jahr 1992 wurde dieses Steuersystem für Energieträger reformiert und die Aufkommensneutralität aufgehoben, da die umweltpolitischen Aufgaben aus dem Staatshaushalt finanziert werden sollten.

Mit der Steuerreform 1992 wurde die Höhe der Steuer zu je 50% an den Energie- und Kohlenstoffgehalt der Energieträger gekoppelt. Steuerobjekte sind Benzin, Diesel, leichtes Heizöl, Gas und Kohle, sofern sie als Brennstoffe genutzt werden. Brennstoffe, die zur Verstromung eingesetzt werden, sind nicht von der Steuer ausgenommen.²⁷ Auch wurde der Industriesektor nicht von der Steuer ausgenommen, eine Ausnahme bildeten lediglich Großverbraucher von Gas, für die ein ermäßigter Steuersatz in Rechnung gestellt wurde.

Eine entscheidende Weiterentwicklung erfuhr das niederländische Energiesteuersystem im Jahr 1996. Zusätzlich zur existierenden „ökologischen Brennstoffsteuer“ wurde eine weitere Energiesteuer („Regulierende Energiebelastung – REB“) eingeführt, die sich ebenfalls zu je 50% am Energie- und Kohlenstoffgehalt orientiert. Steuerobjekte sind Erdgas, Mineralölprodukte (ausgenommen Mineralölprodukte, die im Verkehrsbereich eingesetzt werden) und Elektrizität. Durch die REB kommt es zum Teil zu einer Doppelbelastung u.a. für die Energieträger Diesel (Ausnahme Einsatz als KfZ-Treibstoff), leichtes Heizöl und Gas. Elektrizität unterliegt nur der Energiesteuer, für KfZ-Treibstoffe, für schweres Heizöl sowie für Kohle wird nur die Brennstoffsteuer in Rechnung gestellt.

Das Aufkommen aus der REB-Energiesteuer wird einkommensneutral an die Besteuernden zurückgeben. Für die privaten Haushalte wurden die Einkommensteuersätze entsprechend ihres Anteils am Steueraufkommen gesenkt, für Unternehmen wurden die Körperschaftsteuersätze sowie die Lohnnebenkosten gesenkt.

²⁶ Durch die Erhöhung der Regelsteuersätze (Tabelle 16) soll zwar der Einsatz von Energie stufenweise verteuert werden und somit Anreize geschaffen werden, Energie effizienter zu nutzen. Eine Dynamisierung der Steuersätze für energieintensive Prozesse ist jedoch nicht vorgesehen. Real sinken die Steuersätze in diesem Bereich folglich, was die Anreize sogar konterkarieren kann.

²⁷ Seit 1997 wird auch Uran als Brennstoff besteuert.

Die Energiesteuer wurde seit der Einführung im Jahr 1996 zumeist stufenweise erhöht. Die Steuersätze sind dabei als Stufensteuersätze zu verstehen (Tabelle 18).²⁸

Tabelle 18: Energiesteuer (REB)
– Niederlande; 1996-2001; ct_{NL}/kWh, ct_{NL}/m³ -

Elektrizität						
kWh	1996	1997	1998	1999	2000	2001
	ct _{NL} /kWh	ct _{NL} /kWh	ct _{NL} /kWh	ct _{NL} /kWh	ct _{NL} /kWh	ct _{NL} /kWh
0-800	0	0	0	0	0	12,11
> 800-10.000	2,95	2,95	2,95	4,95	8,2	12,11
> 10.000-50.000	2,95	2,95	2,95	3,23	3,54	3,85
> 50.000-10 Mio.	0	0	0	0,22	0,48	0,74
> 10 Mio.	0	0	0	0	0	0
Gas						
m ³	1996	1997	1998	1999	2000	2001
	ct _{NL} /m ³	ct _{NL} /m ³	ct _{NL} /m ³	ct _{NL} /m ³	ct _{NL} /m ³	ct _{NL} /m ³
0-800	0	0	0	0	0	25,67
> 800-5.000	3,2	6,4	9,53	15,95	20,82	25,67
> 5.000-170.000	3,2	6,4	9,53	10,44	11,44	12,44
> 170.000-1 Mio.	0	0	0	0,71	1,54	4,37
> 1 Mio.	0	0	0	0	0	0

Quelle: ECN (2000).

Durch die Ausgestaltung als Stufensteuersätze und die fallenden Stufensteuersätze reduziert sich der durchschnittliche Steuersatz mit steigendem Strom- und Gasverbrauch. Dadurch werden Großverbraucher relativ weniger belastet als Kleinverbraucher, wodurch die internationale Wettbewerbsfähigkeit der Industrieunternehmen nicht übermäßig verschlechtert werden soll. Die Nichtbesteuerung der ersten 800 kWh Strom bzw. m³ Gas diente dazu, Kleinstverbraucher aus sozialen Gründen von der Steuer auszunehmen.

Ausnahmen von der Besteuerung von Strom werden gewährt, wenn die Stromerzeugung auf regenerativen Energieträgern basiert: Zum einen ist der Verbrauch von regenerativ erzeugtem Strom steuerfrei, zum anderen wird den Erzeugern von regenerativem Strom ein Steuerbonus gewährt (Teil II Abschnitt 2.3). Der Steuerbonus ist äquivalent mit dem Steuersatz für Strom der Kategorie 10.000-50.000 kWh und beträgt 3,85 ct_{NL}/kWh für das Jahr 2001.

Weitere Ausnahmen von der REB-Steuerpflicht gelten für Gewächshausbetreiber, die einem starken internationalen Wettbewerbsdruck ausgesetzt sind.

1.3.2 Beurteilung

Analysen der ökologischen Brennstoffsteuer, die 1992 eingeführt wurde, haben ergeben, dass die Lenkungswirkungen hin zu weniger CO₂-haltigen Energieträgern und somit geringeren Emissionen relativ gering ausfallen (Arndt/Heins et al. [1998]: 128). Ob die Lenkungswirkung der REB-Energiesteuer höher zu bewerten ist, kann aufgrund ihrer zur Zeit erst kurzen Gültigkeit nicht beurteilt werden.

²⁸ Bei einem Stromverbrauch von 50.000 kWh beträgt die durchschnittliche REB-Belastung 5,5 ct_{NL}/kWh [(800*12,11+9.200*12,11+40.000*3,85)/50.000].

1.4 Schweden

1.4.1 Entwicklung des Energie- und CO₂-Steuersystems

Bereits vor der Einführung einer CO₂-Steuer im Jahr 1991 existierten in Schweden eine allgemeine Energiesteuer sowie Steuern auf diverse andere Energieträger (Benzin, Diesel, bestimmte Mineralölzerzeugnisse). Besteuert wurde der Verbrauch dieser Erzeugnisse sowohl im Haushalts- als auch im Unternehmenssektor. Nach dem Scheitern der Einführung einer EU-weiten CO₂-Energiesteuer wurde im Jahr 1992 das schwedische CO₂-Steuersystem reformiert, insbesondere wurden der Steuersatz für Unternehmen auf 25% des Regelsatzes für Haushalte reduziert. Zusätzlich wurden Unternehmen vollständig von der Energiesteuer befreit. Gleichzeitig wurde bis Mitte der 1990er Jahre eine Schwefelsteuer implementiert.

Eine grundlegende Änderung des Energiesteuersystem wurde mit dem EU-Beitritt Schwedens beschlossen. Das neue Energiesteuergesetz (LSE) trat am 1. Januar 1995 in Kraft und löste die bis dahin geltenden getrennten Steuern auf Energie, Benzin, CO₂, Schwefel, Diesel und bestimmte Mineralölzerzeugnisse ab.

Das neue Umweltsteuersystem umfasst vier Komponenten:

- 1) eine allgemeine Energiesteuer,
- 2) eine CO₂-Steuer,
- 3) eine Schwefelsteuer,
- 4) eine Elektrizitätssteuer.

Steuerobjekte der ersten drei Steuerkomponenten sind u.a. Benzin, Heizöl, Flüssiggas, Erdgas, und Kohle. Torf wird dann der Schwefelsteuer unterworfen, wenn er als Brennstoff eingesetzt wird. Steuerpflichtig sind Gewinnung, Herstellung und Einfuhr der betroffenen Energieträger, Exporte sind dagegen steuerbefreit.

Energiesteuer

Die Energiekomponente orientiert sich grundsätzlich am Energiegehalt, unterscheidet bei ihren Sätzen aber nach dem Brennstoff, um umweltpolitisch zu lenken (energieträgerspezifische Steuergestaltung). Die wichtigsten Ausnahmeregelungen umfassen:

- für Benzin, Heizöl und Diesel gilt ein Umweltklassifikationssystem, das zwischen 3 Klassen unterscheidet (von ökologisch begrüßenswert = Klasse 1 bis umweltschädlich = Klasse 3). Die Einteilung erfolgt aufgrund des Anteils an Schwefel und an aromatischen Kohlenwasserstoffen, den ein Kraftstoff hat.
- bei Heiz- und Dieselöl wird nach der Verwendungsform unterschieden. So sollen nur bestimmte Stoffe reduzierten Steuersätzen unterliegen – u.a. die Ölverwendung außerhalb der Kraftstoffverbrennung sowie die Ölverwendung zum Antrieb von Booten und Traktoren.

CO₂-Steuer

Die CO₂-Steuer richtet sich nach dem Kohlenstoffgehalt der Energieträger. Steuerbefreiungen werden gewährt für in biologischen Gewinnungsverfahren erzeugtes Methan (Biogas), für Holzbrennstoffe, und für Brennstoffe, die in Kleinmengen verkauft werden.

Ausnahmeregelungen für die Energie- und CO₂-Steuer

Die Steuer auf Brennstoffe, die bei industriellen Prozessen und der Beheizung von Gewächshäusern eingesetzt werden, ist „abzugsfähig“. Dieser Abzug ist bei der Energiekomponente zu 100%

und bei der CO₂-Komponente zu 75% möglich. Infolge dessen wird eine weitgehende Befreiung der Industrie von diesen Steuern erreicht. Teile der energieintensiven Unternehmen haben darüber hinaus (in Abhängigkeit der Relation zwischen Steuerbelastung und Produktwert) einen Anspruch auf Rückerstattung der verbliebenen 25% CO₂-Steuer. Zur Vermeidung von Doppelbelastungen können die Steuerbeträge auf Energieträger, die zur steuerpflichtigen Stromerzeugung eingesetzt werden, bei der Steuerbemessung im Rahmen der CO₂-/Energiesteuer abgezogen werden.

Stromsteuer

Der gesamte Stromverbrauch unterliegt der Stromsteuer. Stromsteuerpflichtig sind Elektrizitätserzeuger und die Stromverkäufer. Dabei sind jedoch eine Vielzahl von Ausnahmeregelungen zu beachten. Ziel der Ausnahmeregelungen ist zum einen die Vermeidung von Doppelbelastungen und zum anderen die Entlastung von Kleinverbrauchern. Darüber hinaus wird differenziert zwischen Verwendungsarten sowie zwischen Regionen (Tabelle 19). Ausnahmeregelungen bestehen bei der Stromsteuer für die Industrie und die Gewächshausbetreiber, deren Steuersätze bei 0% liegen. Die Abzugsregelungen, die für die Energie- und CO₂-Steuer gelten, sind analog für die Stromsteuer anzuwenden, so dass die Industrie de facto nur in geringem Maße von der Stromsteuer betroffen ist. Regenerative Stromerzeugung ist von der Steuerpflicht ausgenommen.

**Tabelle 19: Stromsteuer
– Schweden; 1995-2001; Öre/kWh -**

	Region	Verbrauchssektor		
		Industrie, Gewächshäusbetrieb	Verteilung von Strom, Gas, Wasser, Fernwärme	Sonstige
		Öre/kWh	Öre/kWh	Öre/kWh
01.01.95	Ausgesuchte nördliche Kommunen	0	3,7	3,7
	Sonstige Kommunen	0	6,8	9
01.01.96	Ausgesuchte nördliche Kommunen	0	4,3	4,3
	Sonstige Kommunen	0	7,5	9,7
01.09.96	Ausgesuchte nördliche Kommunen	0	5,8	5,8
	Sonstige Kommunen	0	9,1	11,3
01.07.97	Ausgesuchte nördliche Kommunen	0	8,2	8,2
	Sonstige Kommunen	0	11,5	13,8
01.01.98	Ausgesuchte nördliche Kommunen	0	9,6	9,6
	Sonstige Kommunen	0	12,9	15,2
01.11.98	Ausgesuchte nördliche Kommunen	0	9,6	9,6
	Sonstige Kommunen	0	12,9	15,2
01.01.99	Ausgesuchte nördliche Kommunen	0	9,5	9,5
	Sonstige Kommunen	0	12,8	15,1
01.01.00	Ausgesuchte nördliche Kommunen	0	10,6	10,6
	Sonstige Kommunen	0	13,9	16,2
01.01.01	Ausgesuchte nördliche Kommunen	0	12,5	12,5
	Sonstige Kommunen	0	15,8	18,1

Quelle: Schwedische Steuerbehörde.

Neben der Stromsteuer, die an den Verbrauch von Strom geknüpft ist, wird Kernenergie zusätzlich besteuert (Produktionssteuer).²⁹ Die Steuer beträgt seit dem 1. Juli 2000 5.514 Kronen/MW pro Monat, bezogen auf die thermische Höchstleistung eines Kraftwerks.³⁰ Die Steuer auf den Strom aus Kernenergie ist umweltpolitisch motiviert und soll den schwedischen Ausstieg aus der Kernenergie beschleunigen.

1.4.2 Beurteilung

Schweden wird in Europa als eines der Länder angesehen, in denen das auf ökologischen Kriterien basierende Steuersystem am weitesten ausgebaut ist. Dies bezieht sich zum einen auf die relativ frühe Einführung des Energie- und Ökosteuersystems und zum anderen auf ihre umfassende Ausgestaltung. Zu beachten ist dabei der Versuch der weitgehenden Ausdifferenzierung der Steuergegenstände nach ökologischen Kriterien.

1.5 Fazit

Die Energie-CO₂-Steuersysteme der untersuchten Länder unterscheiden sich in ihrer Ausgestaltungsform (ökologische Differenzierung) und dem Grad der Komplexität (z.B. bedingte Ausnahmeregelungen). Die Divergenzen sind u.a. sowohl auf ungleiche Rahmenbedingungen sowie auf Unterschiede im Energieträgermix zurückzuführen. Das Problem nationaler Alleingänge und die dadurch befürchtete international einseitige Belastung nationaler Industriezweige wird zumeist durch Ausnahmeregelungen für bestimmte (exportorientierte) Branchen oder energieintensive Unternehmen zu umgehen versucht. Daraus folgt, dass die privaten Haushalte und der private Verkehrssektor den Großteil der Steuerlast trägt.

Die ökologische Lenkungswirkung wird zum einen durch z.T. recht geringe Steuersätze stark gemindert. Eine fehlende Dynamisierung kann sogar dazu führen, dass die Steuersätze real sinken, so dass die Anreize zur Substitution von Energie aufgrund des Steuersystems über die Zeit geringer werden. Zum anderen wird die ökologische Lenkungswirkung durch die Ausnahmeregelungen für Großverbraucher z.T. erheblich eingeschränkt. Dabei ist jedoch zu beachten, dass tatsächlich eintretende Veränderungen im Produktionsfaktoreinsatz als Anpassung an die geänderten Steuersysteme aufgrund des längerfristig gebundenen Kapitals erst nach einer längeren Periode beobachtbar sind. Kritisch ist anzumerken, dass eine Differenzierung der Steuersätze nach Verbrauchern unter umweltökonomischen Kriterien nicht zu rechtfertigen ist, da resultierende Umweltschäden unabhängig vom Emittenten entstehen können.

2 Förderung regenerativer Stromerzeugung

Stromerzeugung auf fossiler Basis ist eine der Hauptquellen der Treibhausgasemissionen. Eine Alternative zur Vermeidung von Treibhausgasen ist die Stromerzeugung auf Basis regenerativer Energieträger. Sie führt zu keinen Treibhausgasemissionen oder ist wie im Fall der Biomasse als zumindest emissionsneutral zu bezeichnen.

Zu beachten sind jedoch nicht nur die Emissionen bei der Stromerzeugung, sondern die Emissionen über den gesamten Lebenszyklus einer Stromerzeugungsanlage. Die Berücksichtigung der Gesamt-

²⁹ Eine Wasserkraftsteuer wurde mit Beginn des Jahres 1997 aufgehoben.

³⁰ Bis einschließlich Juni 2000 wurde die Steuer für nukleare Stromerzeugung an die kWh geknüpft. Die Sätze betragen von 1984-31.12.95: 0,2 öre/kWh; 1.1.96-31.8.96: 1,2 öre/kWh; 1.9.96-31.12.99: 2,2 öre/kWh, 1.1.00-30.6.00: 2,7 öre/kWh.

emissionsbilanzen schränkt den Emissionsvermeidungseffekt insbesondere der Photovoltaik erheblich ein, da die Herstellung der PV-Anlagen mit erheblichen Emissionen verbunden sein kann.

Der Kostennachteil regenerativer Stromerzeugung kann über Fördermaßnahmen ausgeglichen werden. Dabei lassen sich preis- und mengenorientierte Förderinstrumente unterscheiden.³¹

In den betrachteten Ländern existieren beide Formen in unterschiedlichen Ausprägungen:

- Ausschreibungswettbewerb für langfristige Einspeisungsverträge (England/Wales)
- Ausschreibungswettbewerb für Prämienzahlungen (Kalifornien)
- Quotenmodell (Niederlande, Dänemark, England/Wales).

Als preisgesteuertes Förderinstrument ist die Gewährung von garantierten Einspeisungsvergütungen zu betrachten.

2.1 Ausgesuchte Instrumente zur Förderung regenerativer Stromerzeugung

2.1.1 Abnahmeverpflichtung mit garantierten Einspeisungsvergütungen

Bei einem System der garantierten Einspeisungsvergütungen werden die Netzbetreiber verpflichtet, Strom auf Basis bestimmter regenerativen Energieträger/Erzeugungstechnologien aufzunehmen und zu gesetzlich vorgeschriebenen Tarifen zu vergüten. Die Einspeisungsvergütungen sind dabei zumeist nach zugrundeliegendem Energieträger und installierter Kapazität bzw. Standort der Erzeugungsanlage differenziert. Die Zahlungen werden i.d.R. nur über einen bestimmten Zeitraum gewährt. Sie können entweder für den gesamten Zeitraum fixiert werden oder an jährlich Entwicklungen (wie Inflation o.ä.) angepasst werden. Darüber hinaus ist eine Anpassung ihrer Höhe in Abhängigkeit vom Inbetriebnahmezeitpunkt möglich.

Durch die gesetzliche Fixierung und den fehlenden Zwang zur eigenständigen Vermarktung erhalten die regenerativen Stromerzeuger in einem System mit garantierten Einspeisungsvergütungen eine hohe Investitionssicherheit.

Durch die regional unterschiedliche Entwicklung regenerativer Stromerzeuger kommt es zu regional unterschiedlichen Belastungen der zur Aufnahme verpflichteten Netzbetreiber. Auf liberalisierten Elektrizitätsmärkten ist daher zur Wahrung der Wettbewerbsneutralität ein Mechanismus zum nationalen Belastungsausgleich zu implementieren.

Garantierte Einspeisungsvergütungen werden z.Zt. neben Deutschland u.a. in Spanien zur Förderung eingesetzt und haben sich gemessen an den neu installierten Kapazitäten regenerativer Erzeugungsanlagen als effektiv (nicht jedoch zwangsweise als effizient) erwiesen. In Dänemark werden fixe Einspeisungsvergütungen bis zur endgültigen Einführung des Quotenmodells gezahlt. In Frankreich wurde eine Einspeisungsregelung im Sommer 2001 beschlossen.

³¹ Zu den preisorientierten Förderinstrumenten zählen insbesondere die Zahlung garantierter Einspeisungsvergütungen sowie Prämienzahlungen. Die mengenorientierten Förderinstrumente umfassen u.a. Ausschreibungswettbewerbe und Quotenmodelle.

2.1.2 Ausschreibungswettbewerbe

2.1.2.1 Gegenstand der Ausschreibungen

Der Ausschreibungswettbewerb ist ein mengenregulierendes Instrument. Das Kernelement des Mechanismus bilden (wiederkehrende) Ausschreibungen für regenerative Erzeugungskapazitäten, bei denen

Fall A: die erforderlichen Stromerlöse der potentiellen Investoren oder

Fall B: die erforderliche Prämien für potentielle Investoren

in regenerative Kapazitäten als Bietparameter dienen. Es wird vorab festgelegt, wie viel regenerative Erzeugungskapazität bzw. Erzeugung aus erneuerbaren Energieträgern (von einer hoheitlichen Institution) ausgeschrieben wird. Der Preis bildet sich im Rahmen eines Bietwettbewerbes.

Fall A: Ausschreibung von langfristigen Einspeisungsverträgen

Im Fall A erhalten die Gewinner der Ausschreibungen eine befristete Garantie für die Abnahme des erzeugten Stroms zu festen, im Rahmen der Bietrunden ermittelten Preisen (garantierte Abnahmeverträge). Zweites Kernstück des Ausschreibungswettbewerbes ist eine Abnahmeverpflichtung der Netzbetreiber/Lieferanten für die in den Ausschreibungsrunden kontrahierten Mengen erneuerbarer Erzeugung. Die Finanzierung des Differenzbetrages zwischen den von den aufnehmenden Netzbetreibern/Lieferanten zu zahlenden Vertragspreisen für erneuerbare Erzeugung und den vermiedenen Kosten (Subventionselement) kann durch eine Abgabe auf den insgesamt verkauften Strom erfolgen.

Fall B: Ausschreibung von langfristigen Prämienzahlungen

Im Fall B erhalten die Gewinner der Ausschreibung eine garantierte Prämie über eine feste Laufzeit. Ihre Stromerzeugung müssen sie auf dem Strommarkt absetzen, daher ist dieser Art Ausschreibungswettbewerb nicht mit einer Aufnahmeverpflichtung verbunden. Die Finanzierung erfolgt über einen Fonds, der von der ausschreibenden Institution verwaltet wird. Die Mittel des Fonds können aus öffentlichen Haushalten oder über eine Abgabe der Strommarktakteure finanziert werden.

2.1.2.2 Organisation und Elemente der Ausschreibungen

Als wesentliche Elemente der Ausschreibungen können unterschieden werden (Drillich/Riechmann [1997]):

- die berücksichtigten Technologien und die Teilnahmeberechtigung von Altanlagen,
- die Regeln zur Ermittlung des Kontraktpreises und
- die Laufzeit der garantierten Vergütungen.

Berücksichtigte Technologien und die Teilnahmeberechtigung von Altanlagen

Bei der Auswahl der zu fördernden Technologien kann die ausschreibende Institution nach Technologien differenzierte oder undifferenzierte Ausschreibungen organisieren. Im Rahmen einer undifferenzierten Ausschreibung werden die erneuerbaren Erzeuger ohne Berücksichtigung der zugrunde liegenden Technologie nach ihren Gebotspreisen ansteigend geordnet. Die Gebote erhalten solange einen Zuschlag bis die (geplante) Kapazitätsgrenze erreicht ist oder die zur Verfügung stehenden Fördermittel ausgeschöpft sind. Anbieter, die oberhalb des marginalen Gebotspreises

liegen, bleiben unberücksichtigt. Dies hat zur Folge, dass nur die kostengünstigsten Technologien in den Genuss der Förderung kommen.

Um den unterschiedlichen Umweltbeiträgen (in Form von Vermeidung der negativen externen Effekte der konventionellen Stromerzeugung) der einzelnen erneuerbaren Technologien gerecht zu werden oder um ausgesuchte Technologien besonders zu fördern, können jedoch Technologieebänder (Wind, Wasser, Biomasse etc.) eingeführt werden. Innerhalb der Technologieebänder konkurrieren nur Erzeuger der gleichen Technologie miteinander. Bei der Auswertung der Angebote werden Erzeugungstechnologien innerhalb ihres speziellen Technologiebandes hinsichtlich ihres Preisgebotes verglichen. Bis zur Erreichung der (vorab festgelegten) Kapazitätsobergrenze oder der zur Verfügung stehenden Fördermittel der einzelnen Technologieebänder werden jeweils die Anlagen mit den niedrigsten Preisgeboten berücksichtigt.

Regeln zur Ermittlung des Kontraktpreises

Grundsätzlich bieten sich zwei Zahlungsformen für die Gewinner der Ausschreibung an:

- Zahlung des Gebotspreises des marginalen Anbieters (*first price auction*),
- Zahlung der individuellen Gebotspreise.

Zahlung des Gebotspreises des marginalen Anbieters (first price auction)

Bei einem Ausschreibungsverfahren, in dem alle Gewinner der Ausschreibung den Angebotspreis des letzten noch berücksichtigten Anbieters erhalten, erzielen alle intramarginalen Anbieter außer dem Grenzanbieter eine ökonomische Rente, da ihre (langfristigen) Grenzkosten unterhalb des Preises liegen.³² Dieses Verdienen von Produzentenrente steht jedoch im Widerspruch zum Ziel, die Förderung der erneuerbaren Energien mit möglichst geringem Mitteleinsatz zu erreichen.

Zahlung der individuellen Gebotspreise

Werden Zahlungen der Vertragspreise in Höhe der individuellen Gebotspreise im Rahmen der Ausschreibung ausgelobt, soll Produzentenrente abgeschöpft werden. Zu beachten sind dabei jedoch Änderungen des Bietverhaltens der Ausschreibungsteilnehmer. Die Gebotspreise werden dabei nicht nur von den Kosten der Anlage sondern auch von der Risikobereitschaft der Teilnehmer und den erwarteten Gebotspreisen der Konkurrenten bestimmt.

Laufzeit der garantierten Vergütung

Wird die Laufzeit sehr kurz gewählt, so ist mit relativ hohen Gebotspreisen zu rechnen, da die regenerativen Anlagenbetreiber versuchen werden, die aus ihrer Sicht zur Sicherung der Investition benötigten Fördermittel innerhalb einer relativ kurzen Frist zu realisieren. Eine Verzögerung der Inbetriebnahme wird bei einer Fixierung der Laufzeit auf ein bestimmtes Jahr einen Verlust an Fördermitteln für den Investor bedeuten, wenn die Förderungsdauer nicht verlängert würde. Sinnvoll erscheint daher eine Festlegung der Vertragslaufzeit auf übliche Abschreibungszeiträume (z.B. 10-15 Jahre) ab Inbetriebnahme. Die Zusicherung der Förderung kann von der Inbetriebnahme der Anlage spätestens nach 5 Jahren nach Zuschlagserteilung abhängig gemacht werden. So kann Unsicherheit in der Planungsperiode ausreichend begegnet werden.

³² Wäre dem Grenzanbieter bekannt, dass er der Grenzanbieter ist und hätte er zudem Informationen über die Kostenlage des nächst teureren, nicht mehr berücksichtigten Anbieters, könnte auch er eine Rente erzielen (sowie die übrigen erfolgreichen Anbieter eine zusätzliche Rente), indem er gerade unter den Kosten des nächst teureren Erzeugers anbietet.

Kontrollerfordernisse

Im Rahmen des Ausschreibungsverfahrens ist jedes Angebot besonders dahingehend zu überprüfen, ob seine Realisierung im Falle der Vertragserteilung realistisch ist. Ohne eine Überprüfung besteht die Gefahr, dass unter ausschließlicher Betrachtung des Gebotspreises Anlagen unter Vertrag genommen werden, die nicht realisiert werden, während relativ weniger kostengünstige Anlagen, deren Realisierung nicht gefährdet ist, ausgeschlossen werden. Gründe in der Nichtrealisierung können in der Verweigerung von Baugenehmigungen, aber auch in nachträglich festgestellter Unwirtschaftlichkeit liegen.

Innerhalb einer Prüfung der Gebote sollte insbesondere kontrolliert werden:

- die technische Realisierbarkeit,
- die Beachtung von Planungsvorgaben,
- die Erfüllung der rechtlichen Ausschreibungsbedingungen und sonstiger Lizenzierungsbedingungen,
- die Realisierbarkeit günstiger Brennstoffbeschaffung (z.B. bei Deponiegas) und Wärmeabsatz im Fall von KWK-Anlagen,
- die Wirtschaftlichkeit des Gesamtprojektes.

Wird keine Pönale für die Nichtrealisierung eines Projektes, das den Zuschlag erhalten hat, eingeführt, trägt der potentielle Investor (mit Ausnahme der Projektierungskosten und Transaktionskosten zur Teilnahme an der Ausschreibung) kein Risiko. Aufgrund der asymmetrischen Informationsverteilung wird es für den Ausschreibenden dabei erheblich schwieriger, das Risiko der Nichtrealisierung eines Projektes einzuschätzen.

2.1.3 Quotenmodelle

Neben dem Ausschreibungswettbewerb ist das Quotenmodell ein weiteres mengenbasiertes Förderinstrument für regenerative Stromerzeugung. Quotenmodelle werden zur Zeit weltweit geplant, beschlossen oder sind bereits (in Grundzügen) implementiert (Tabelle 20). In den Niederlanden wurde ein Quotenmodell Ende 2000 nach dreijähriger Laufzeit beendet.

Tabelle 20: Internationale Quotenmodelle für regenerative Stromerzeugung

beschlossen	geplant	implementiert	abgeschlossen
England/Wales	Schweden	Arizona (USA)	Niederlande
Dänemark	Wallonien (Belgien)	Maine (USA)	
Polen	China	Wisconsin (USA)	
Österreich	Japan		
Italien	Massachusetts (USA)		
Australien	New Jersey (USA)		
Flandern (Belgien)	New Mexiko (USA)		
Nevada (USA)	Connecticut (USA)		
Texas (USA)			

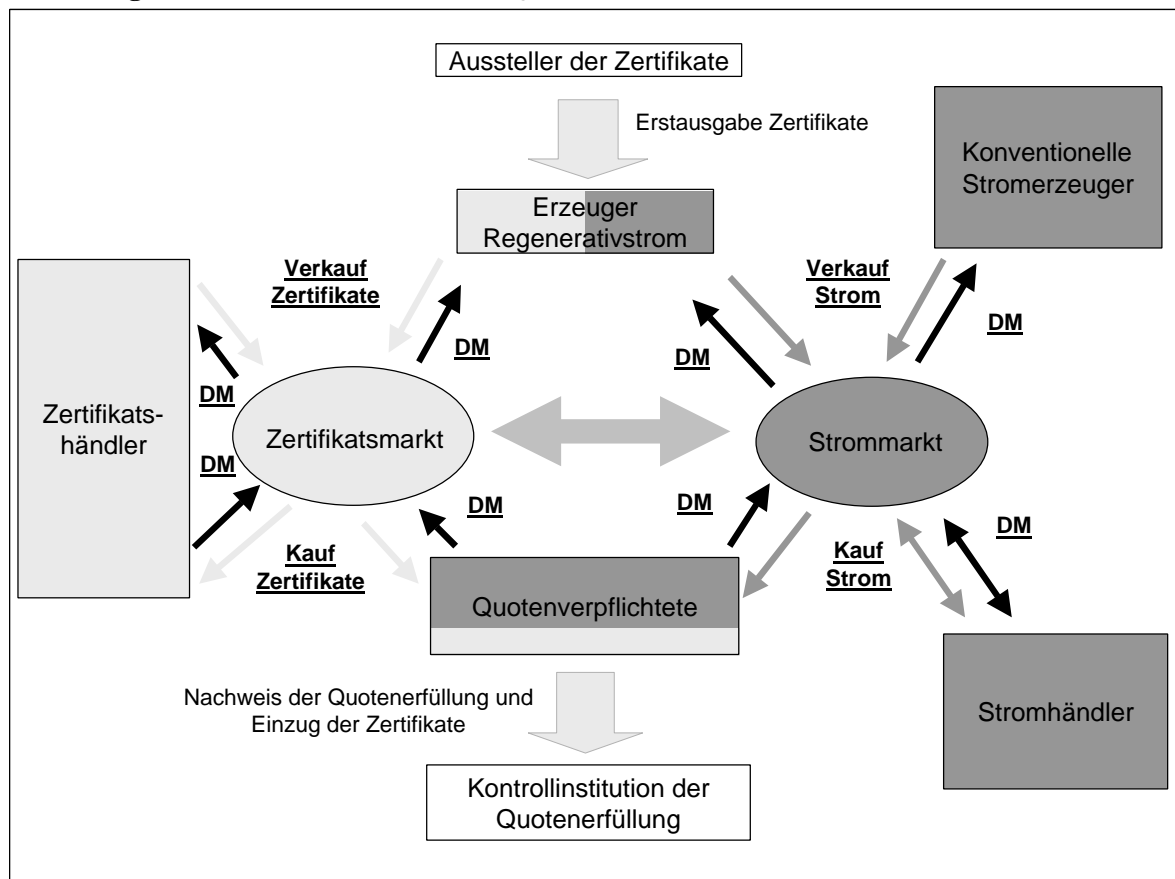
Quelle: Drillisch (2001).

Im Rahmen eines Quotenmodells wird einer bestimmten Gruppe von Akteuren, den *Verpflichteten* (Stromverbraucher, Verkäufer/Händler/Lieferanten, Verteilungsnetzbetreiber, Übertragungsnetzbetreiber oder Stromerzeuger) vorgeschrieben, einen bestimmten Mindestanteil (*Höhe der Quote*) Strom auf Basis erneuerbarer Energieträger (*Begünstigte*) innerhalb einer festgelegten Periode zu kaufen, aufzunehmen oder zu erzeugen (Mengenverpflichtung). Die Stromerzeugung oder die durch die regenerative Stromerzeugung vermiedenen Emissionen aus Anlagen, die bestimmte Min-

destanforderungen erfüllen (akkreditierte Anlagen), werden zertifiziert (*Zertifizierung*). Das Zertifikat verbietet den besonderen Umweltbeitrag (Vermeidung von Umweltschäden), der mit der erneuerbaren Erzeugung verbunden ist. Der Nachweis, dass die Mengenverpflichtung erfüllt wurde, ist durch den Besitz von Zertifikaten an einem bestimmten Stichtag zu erbringen (*Erfüllungsmechanismus*). Die Zertifikate sind entweder getrennt von oder gekoppelt an Bezugsverträge über regenerativen Strom zu erwerben. Die Akkreditierung der begünstigten Erzeugungsanlagen, die Zertifizierung der Erzeugung, die Einhaltung der Quotenverpflichtung und die Funktionsfähigkeit des Zertifikatsmarktes sind zu kontrollieren (*Kontrollaufgaben*). Bei Nichterfüllung der Verpflichtung oder bei Verstößen gegen die Einhaltung technischer Mindestanforderungen an akkreditierte Anlagen sind Sanktionen zu verhängen (*Sanktionsmechanismus*).

Ein Zertifikat verbietet den positiven Umweltbeitrag der regenerativen Stromerzeugung. Durch die Zertifizierung kommt es zu einer Trennung von Strom- und Umwelteigenschaft der regenerativen Stromerzeugung (Abbildung 33).

Abbildung 33: Funktionsweise eines Quotenmodells



Quelle: Drillisch (2001).

Ein Betreiber einer akkreditierten Erzeugungsanlage erzielt Erlöse auf zwei Märkten:

- auf dem Strommarkt: Der Strom wird in Konkurrenz zu allen anderen Stromerzeugern am Strommarkt abgesetzt;
- auf dem Zertifikatsmarkt: Zusätzlich zu dem Erlös aus dem Stromverkauf erzielt er einen Erlös auf dem Zertifikatsmarkt in Konkurrenz zu allen anderen Zertifikatsanbietern.

Je nach Zertifizierungsverfahren ist der Zertifikatspreis Indikator für die Mehrkosten regenerativer Stromerzeugung oder für die Kosten einer Emissionsminderung durch regenerative Stromerzeugung.

2.1.4 Markt für grünen Strom

Mit der Öffnung der Strommärkte wurde den Verbrauchern (schrittweise) ermöglicht, ihren Stromlieferanten zu wählen. Neben die etablierten Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EltVU) treten unabhängige Händler, die u.a. Strom aus regenerativen Energieträgern anbieten. Gleichzeitig bieten die EltVU sogenannte *green-pricing* Programme an, in denen sie regenerativen Strom vermarkten. Den Angeboten der unabhängigen Regenerativstromhändler und den *green-pricing* Programmen der EltVU ist gemeinsam, dass ihre Preise meist oberhalb der konventionellen Stromprodukte liegen. Kunden, die diesen Strom kaufen, bezahlen einen über den konventionellen Strompreis hinausgehenden Preis und beteiligen sich somit freiwillig an der Förderung regenerativer Stromerzeugung. Die Anbieter der Regenerativstromprodukte verpflichten sich im Gegenzug, umweltfreundlichen Strom entsprechend der Nachfrage zu beziehen oder zu produzieren.

Um die Glaubwürdigkeit ihrer Produktangebote zu stärken, erwerben einige der EltVU und auch der unabhängigen Stromhändler Gütesiegel (Label). Unabhängige Unternehmen oder auch (halb-)staatliche Institutionen stellen diese Label aus und kontrollieren, ob der Regenerativstromanbieter die selbstgewählten Produktkriterien einhält.

Während in England/Wales der regenerative Strommarkt kein bzw. nur ein geringes Volumen aufweist, ist die regenerative Stromerzeugung und die Zahl der Verkäufe regenerativen Stroms in den Niederlanden in den letzten Jahren erheblich angestiegen. Die Ursachen für die unterschiedlichen Entwicklungen der regenerativen Strommärkte werden für die folgenden Länder aufgezeigt:

- England/Wales,
- Kalifornien,
- Niederlande.

Die Situation in Dänemark ist zur Zeit von großer Unsicherheit geprägt. In Dänemark wurde zunächst die Einführung eines Quotenmodells im Jahr 1999 beschlossen. Die geplante Einführung im Jahr 2000 wurde jedoch mehrfach verschoben, der Start des neuen Fördermechanismus ist zur Zeit für das Jahr 2002/2003 anvisiert. Aufgrund der vorgesehenen Übergangsregelungen für bestehende Anlagen wird das anfängliche Volumen auf dem Zertifikatsmarkt aber als sehr gering angesehen, so dass die Funktionsfähigkeit des Zertifikatsmarktes nicht garantiert werden kann. Bis zur endgültigen Einführung des Quotenmodells sollen jedoch alle Voraussetzungen für einen funktionierenden Zertifikatsmarkt geschaffen sein.

2.2 England/Wales

2.2.1 Regenerative Stromerzeugung

Im Jahr 1999 beträgt der Anteil regenerativer Energien am gesamten Primärenergieaufkommen im Vereinigten Königreich 1,3% (2,9 Mio. t RÖE). Davon werden 68% zur Verstromung eingesetzt. Die Entwicklung regenerativer Kapazitäten ([Tabelle 21](#)) ist auf die Förderung im Rahmen des Ausschreibungswettbewerbs in England & Wales zurückzuführen ([Abschnitt 2.2.2](#)). Bei einem Vergleich mit internationalen Werten ist zu beachten, dass die Angaben der installierten Kapazität in England/Wales in MW *declared net capacity* (DNC) erfolgt. Im Gegensatz zur Nennleistung der installierten Kapazität berücksichtigt die *declared net capacity* sowohl die für den Eigenverbrauch

vorgesehene Kapazität als auch die durch den stochastischen Anfall von Wind und Wasser bedingte eingeschränkte Verfügbarkeit von klimabeeinflussten Erzeugungsanlagen. Der Verfügbarkeit wird über einen Abschlagsfaktor (z.B. 0,43 für Windenergieanlagen) Rechnung getragen.

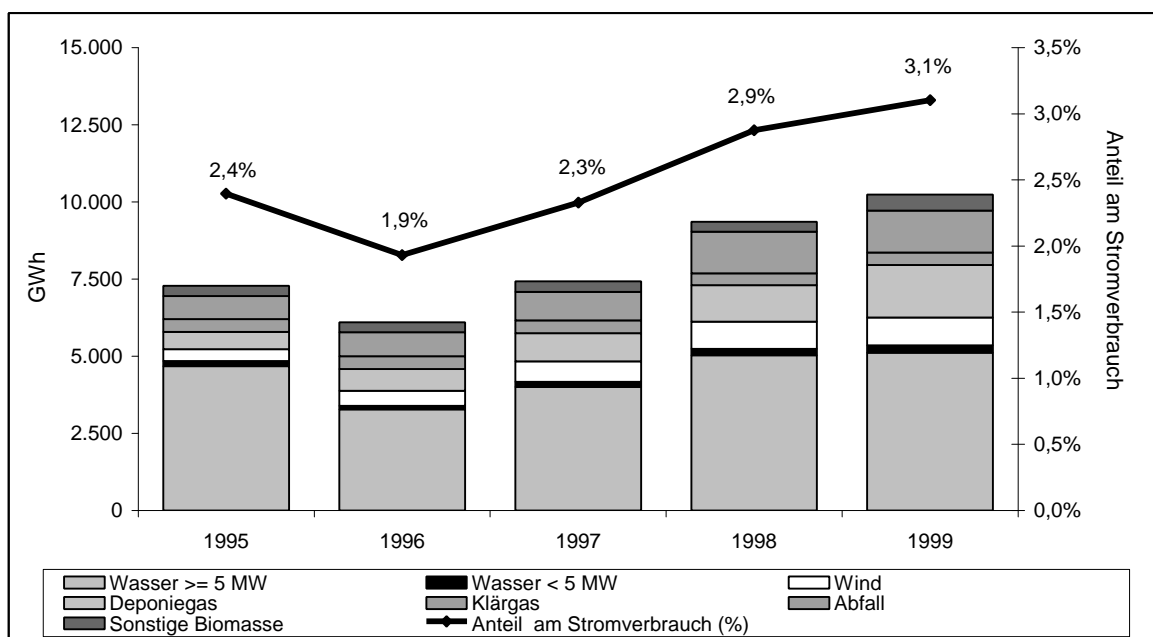
Tabelle 21: Installierte Kapazitäten regenerativer Stromerzeugung – Vereinigtes Königreich; 1995-1999; MW (DNC) -

Technologie	1995	1996	1997	1998	1999
	MW (DNC)	MW (DNC)	MW (DNC)	MW (DNC)	MW (DNC)
Wind	85,1	113,0	135,4	139,4	150,5
Photovoltaik	0,2	0,3	0,5	0,6	1,2
Wasser < 5 MW	48,6	49,1	58,5	61,6	63,6
Wasser ≥ 5 MW	1383,0	1406,2	1397,0	1413,0	1413,0
Deponiegas	94,7	145,7	169,4	220,6	309,0
Klärgas	87,2	87,2	86,8	89,8	91,3
Abfall	86,8	115,0	115,0	162,1	158,6
Sonstige Biomasse	45,5	45,5	45,6	84,2	84,2
Summe	1831,1	1962,0	2008,2	2171,3	2271,4

Quelle: DTI (2000a).

Die Summe regenerativer Stromerzeugung stieg zwischen den Jahren 1995 und 1999 um 41% auf rund 10 TWh (Abbildung 34). Gemessen am Stromverbrauch beträgt der Anteil regenerativer Erzeugung 3,1%. Ähnlich wie in Deutschland entfällt rund die Hälfte der regenerativen Stromerzeugung auf große Wasserkraftanlagen.³³

Abbildung 34: Regenerative Stromerzeugung und Anteil am Stromverbrauch – Vereinigtes Königreich; 1995-1999; GWh, % -



Quelle: Daten aus DTI (2000a).

2.2.2 Ausschreibungswettbewerb

Aufgrund der Ermächtigung aus Section 32 und 33 des Elektrizitätswirtschaftsgesetzes von 1989 erließ der britische Industrieminister im Jahr 1990 die *Non-Fossil Fuel Obligation (NFFO)*, welche

³³ Zu beachten ist dabei die britische Definition von großer Wasserkraft mit einer *declared net capacity* von = 5 MW.

die öffentlichen Versorgungsunternehmen zur Abnahme von Strom aus erneuerbaren Energien verpflichtet. Ziel war es, bis zum Jahr 2000 zusätzliche regenerative Erzeugungskapazität in Höhe von 1.500 MW (*declared net capacity*) an den Markt zu bringen. Des Weiteren sollte eine Preiskonvergenz zwischen erneuerbarer und konventioneller Stromerzeugung erzielt werden.

Neben der Aufnahmeverpflichtung umfasst der Fördermechanismus zwei Elemente:³⁴

- einen Ausschreibungswettbewerb für Erzeugungskapazitäten ausgewählter Technologien, bei dem der Stromverkaufspreis der potentiellen Investoren als Bietparameter dient. Die Gewinner der Bietrunden erhalten eine befristete Garantie für die Abnahme des erzeugten Stroms von den Unternehmen der öffentlichen Stromversorgung (*public electricity suppliers, PES*) zu festen (im Bietverfahren ermittelten) Preisen;
- die Finanzierung des Differenzbetrags zwischen den von den PES zu zahlenden Vertragspreisen für erneuerbare Erzeuger und den vermiedenen Kosten durch eine Abgabe auf den insgesamt verkauften Strom (*Fossil Fuel Levy - FFL*).

2.2.2.1 Ergebnisse

Die Ergebnisse des Ausschreibungswettbewerbs werden an den beiden Hauptzielen (1.500 MW installierte regenerative Erzeugungskapazität im Jahr 2000 und Preiskonvergenz) beurteilt.

Installierte Kapazitäten

Im Zeitraum von 1990 bis 1998 wurden insgesamt fünf Bietrunden veranstaltet, in denen nach Technologien differenzierte Bänder ausgeschrieben wurden. Die Modalitäten (begünstigte Technologien, Laufzeiten der Einspeisungsverträge, Kontraktpreis) wurden dabei in jeder Runde (leicht) modifiziert.

Das Volumen der jeweiligen Ausschreibungsrunden wird vom *Department of Trade and Industry (DTI)* bestimmt. Das DTI ist jedoch an das Finanzierungsbudget der FFL gebunden, das vom Finanzministerium festgelegt wird.

Insgesamt wurden bis Mitte des Jahres 2000 erst 721 MW (DNC) durch die fünf Ausschreibungsrunden errichtet. Dies entspricht 22% der insgesamt ausgeschriebenen Kapazitäten und nur 48% des für das Jahr 2000 angestrebten Zieles (Tabelle 22). Schätzungen für die gesamte Realisierung gehen von rund 1930 MW (DNC) für das Jahr 2003 aus (entsprechend 59% bezogen auf die ausgeschriebenen Kapazitäten). Die geringen Realisierungsraten lassen sich zum einen dadurch erklären, dass Projekte, die einen Zuschlag im Rahmen der NFFO-Ausschreibungen erzielten, aufgrund fehlender Standortgenehmigungen nicht gebaut werden konnten. Zum anderen wurde den Gewinnern der letzten beiden Ausschreibungsrunden (NFFO-4, 1997 und NFFO-5, 1998) eine fünfjährige Bindungsfrist der garantierten Einspeisungsverträge gewährt, so dass damit zu rechnen ist, dass der Großteil dieser Projekte erst in den Jahren 2002 bzw. 2003 vollendet wird.

³⁴ Vgl. die ausführliche Darstellung bei Drillisch/Riechmann (1997), Mitchell (1997) oder Mitchell (2000).

Tabelle 22: Anzahl, Kapazitäten und Realisierungsgrad erneuerbarer Erzeugungsanlagen im Rahmen von NFFO 1-5 – England/Wales; Stand 30.06.2000; Anzahl, MW; % -

	Anzahl Projekte		Kapazität der Projekte (MW-DNC)		Grad der Realisierung (MW)	
	Kontrahierte Projekte	Realisierte Projekte	Kontrahierte Projekte	Realisierte Projekte	30. Juni 2000	Erwartet
Wind	247	53	972	111	11%	52%
Wasser	106	44	59	33	55%	75%
Deponiegas	306	155	653	298	46%	95%
Müll	79	12	1281	150	12%	46%
Klärgas	26	24	33	25	75%	75%
Biomasse	22	2	197	47	24%	50%
Sonstige	8	5	76	58	77%	77%
Summe	794	295	3271	721	22%	59%

Quelle: Drillisch/Riechmann (1997), NFPA (2000), aktualisiert.

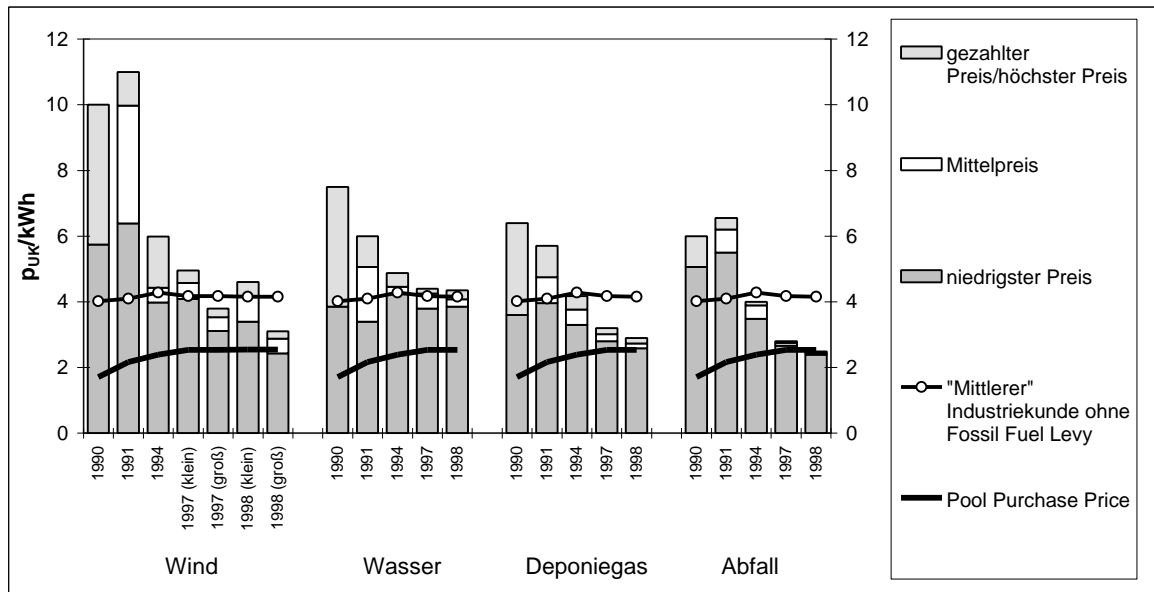
Preiskonvergenz

Eine Preiskonvergenz (in Richtung Wettbewerbspreise) ist bei den Preisgeboten erkennbar (Abbildung 35). Als Maßstab für die Wettbewerbspreise (auf Hochspannungsebene) wird der *Pool Purchase Price (PPP)* herangezogen werden. Da regenerative Stromerzeugung zumeist in den unteren Spannungsstufen in das Netz eingespeist wird, kann als Referenzpreis der Durchschnittserlös des Stromverkaufs an „mittlere“ Industriekunden korrigiert um das *uplift-payment* genutzt werden.

Die Preisgebote für kontrahierte Windkraftanlagen sanken von 5,75-10,0 p_{UK}/kWh (NFFO 1) auf 2,43-4,6 p_{UK}/kWh (NFFO 5).³⁵ Bei den thermischen Verwertungstechnologien Deponiegas und Abfall wurden in der NFFO 5 Vertragspreise erzielt, die innerhalb der Spanne zwischen dem PPP und dem Industriekundenpreis liegen. Für Müllverbrennungstechnologien liegen die Vertragspreise sogar leicht unterhalb des PPP. Für große Windkraftanlagen lagen die Vertragspreise knapp unter den Industriestrompreisen. Bei den Wasserkraft- und kleinen Windkraftanlagen wurden Preise knapp oberhalb der Industriekundenpreise erzielt.

³⁵ Zu beachten ist, dass die Preise von der Ausschreibungsrunden 1990 (NFFO 1) und 1991 (NFFO 2) aufgrund der unterschiedlichen Ausschreibungsbedingungen nicht direkt mit den Preisen aus den weiteren Ausschreibungsrunden vergleichbar sind.

Abbildung 35: Konvergenz von NFFO-Gebotspreisen und Wettbewerbspreisen; - England/Wales; 1990-1998; $p_{UK}(\text{nominal})/\text{kWh}$ -



Quelle: Drillisch/Riechmann (1997), aktualisiert.

Bei der Interpretation der Preise ist zu beachten, dass innerhalb eines Technologiebandes tendenziell eher die Projekte nicht realisiert werden, die geringe Kontraktpreise aufweisen. Da die Gebotspreise in den letzten drei Ausschreibungsrunden jedoch keine größere Streuung aufweisen, bedeutet selbst die Aufgabe der günstigsten Projekte noch keinen starken Preisanstieg.

2.2.2.2 Finanzierung der Fördermittel

Die Fördermittel, die im Rahmen der Ausschreibungswettbewerbe an die regenerativen Stromerzeuger ausgegeben werden, werden über die *fossil fuel levy (FFL)* als prozentuale Abgabe auf die Stromrechnung finanziert (Tabelle 23). Bis zur Privatisierung der britischen Kernkraftwerke diente die *fossil fuel levy* zum Großteil der Finanzierung der Subventionen für die Kernenergieerzeugung.

Tabelle 23: Aufkommen und Verwendung der Fossil Fuel Levy

Jahr	Satz	Einnahmen	Verwendung zur Förderung Erneuerbarer
	%	Mio. GBP	%
04/1990-03/1991	10,6%	1175	1%
04/1991-03/1992	11,0%	1324	1%
04/1992-03/1993	11,0%	1348	2%
04/1993-03/1994	10,0%	1234	6%
04/1994-03/1995	10,0%	1205	8%
04/1995-03/1996	10,0%	1105	9%
04/1996-10/1996	10,6%	633	10%
11/1996-03/1997	3,7%	211	23%
04/1997-03/1998	2,2%	279	49%
04/1998-03/1999	0,9%	120	100%
04/1999-09/1999	0,7%	n.n.	100%
seit 10/1999	0,3%	n.n.	100%

Quelle: Drillisch/Riechmann (1997), aktualisiert; OFFER, OFGEM.

Die regenerativen Stromerzeuger, die einen gültigen NFFO-Kontrakt besitzen, erhalten die Einspeisungsvergütung von den aufnehmenden *Regional Electricity Companies* (RECs)³⁶. Die RECs erhalten von der Non-Fossil Purchasing Agency (NFPA) die Differenz zwischen Einspeisungsvergütung und dem Großhandelsmarktpreis für Strom (*Pool Selling Price - PSP*) erstattet.

Wird der Strom jedoch nicht auf der Hochspannungsstufe sondern auf einer unteren Spannungsebene eingespeist, drückt der Großhandelsmarktpreis auf Hochspannungsebene nicht den Wert des dezentral eingespeisten Stroms aus, da zusätzlich vermiedene Übertragungsentgelte berücksichtigt werden müssten. Der Erstattungsbetrag kann deshalb die den RECs tatsächlich entstehenden Belastungen aus der Aufnahme von Regenerativstrom übersteigen.

Die Kosten der NFPA werden durch die *fossil fuel levy* finanziert. Da die FFL auf den Endbetrag der Stromrechnung erhoben wird, zahlen Kunden mit einem höheren Strompreis eine höhere Abgabe pro konsumierter kWh. Die *fossil fuel levy* ist damit nicht ein Zuschlag auf das Erzeugungselement im Strompreis, sondern auf alle Preiselemente der öffentlichen Stromwirtschaft einschließlich der Netze. Kunden, die Strom aus den unteren Spannungsebenen beziehen (Haushalte, Gewerbe), zahlen je Energieeinheit mehr als Abnehmer auf höheren Netzebenen (Industrie).

2.2.2.3 Beurteilung des Ausschreibungswettbewerbes in England/Wales

Die Ergebnisse des Ausschreibungswettbewerbes in England/Wales lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- durch den Ausschreibungswettbewerb sollten bewusst nur „marktnahe“ Technologien/Energieträger gefördert werden;
- es wurde ein Preis (p/kWh) der Förderung regenerativer Stromerzeugung bei den jeweilig gegebenen Zielen der einzelnen Technologien ermittelt;
- die geringen Realisationsraten der ersten beiden Ausschreibungsrunden sind zum einen durch fehlende Standortgenehmigungen und die kurzen Laufzeiten der garantierten Einspeisungsvergütungen (befristet bis 1998) zu erklären. Da den Projektgewinnern in den jüngeren Runden eine Realisierungsphase von bis zu 5 Jahren eingeräumt wurde, ist eine abschließende Beurteilung z.Zt. nicht möglich. Aufgrund eines fehlenden Sanktionsmechanismus bei Nichtrealisierung können Anreize der Marktmanipulation innerhalb der Bietrunden entstehen;
- die Berücksichtigung von Nichtrealisierungsraten hätte durch eine Erweiterung der Menge an Einspeisungsverträgen kompensiert werden können. So hätten die zur Verfügung stehenden Finanzierungsmittel (FFL) schneller und effizienter ausgeschöpft werden können;
- für den Großteil der Technologien/Energieträger sind Preissenkungen eingetreten. Die Preissenkungen zwischen den einzelnen Ausschreibungsrunden sind zum einen auf Änderungen der Ausschreibungsmodalitäten zurückzuführen. Zum anderen sind die Preisreduktionen nicht allein auf den Ausschreibungsmechanismus zurückzuführen, da die Bieter von den gesunkenen Kosten auf den internationalen Märkten (z.B. für Windkraftanlagen) profitierten;

³⁶ Die *Regional Electricity Companies* sind die zwölf Stromverteilungsunternehmen in England/Wales, die ein Verteilnetz betreiben.

- nach dem erstmaligen Ausschreibungswettbewerb unterliegen die Gewinner eines „NFFO-Vertrages“ keinem weiteren Wettbewerbsdruck, da ihnen eine Einspeisungsvergütung über 15 Jahre (NFFO 3-5) garantiert wird;
- Die Finanzierungsmittel waren höher als notwendig, da bei der Berechnung der Mehrkosten für die RECs die vermiedenen Netzkosten nicht berücksichtigt wurden.

2.2.3 Das Quotenmodell in England/Wales

In den Jahren 1999 und 2000 wurde im Rahmen der Neuregulierung des englisch/walisischen Elektrizitätsmarktes eine Neubewertung des Fördermechanismus vorgenommen (DTI [1999]). Da zwar die erzielte Preisreduktion für Strom aus regenerativen Energien als Erfolg des Ausschreibungswettbewerbs angesehen wurde, die realisierten Kapazitäten jedoch weit hinter den Erwartungen zurückblieben, wurde beschlossen, keine weiteren Ausschreibungsrunden mehr zu initiieren, zumal eine Aufnahmeverpflichtung für regenerativen Strom, die essentieller Teil des Ausschreibungswettbewerbs war, mit der angestrebten Entbündelung zwischen Verteilungs- und Verkaufsfunktion der Versorgungsunternehmen nicht vereinbar war.

Beschlossen ist die Einführung eines Quotenmodells. Der ursprüngliche Start am 1. Oktober 2001 wird voraussichtlich nicht eingehalten werden, so dass das Quotenmodell vermutlich am 1. April 2002 in Kraft treten wird.

2.2.3.1 Ausgestaltung

Verpflichtete des Quotenmodells sind die lizenzierten Stromlieferanten. Eigenerzeuger sind von der Verpflichtung ausgenommen.

Für die Administration des Quotenmodells (Ausstellung und Registrierung der Zertifikate, Monitoring und Kontrolle der Quotenverpflichtung) ist die Regulierungsbehörde OFGEM vorgesehen.

Als begünstigte regenerative Energieträger werden diejenigen Energieträger definiert, die weder fossilen noch nuklearen Ursprungs sind. Ausgeschlossen sind Wasserkraftwerke mit einer installierten Kapazität > 10 MW. Die Stromerzeugung mit Hilfe von Müll wird entgegen anfänglichen Plänen nicht zugelassen, da kein weiterer Förderbedarf für diese Energieträger/Erzeugungstechnologien gesehen wird. Regenerative Energieträger in Mischfeuerungsanlagen werden anteilig berücksichtigt. Marktferne Technologien sollen im Rahmen eines neuen Energieförderprogrammes durch Investitionszuschüsse gefördert werden.³⁷ Teilquoten (in Analogie zu den Technologiebändern bei den NFFO-Ausschreibungen) werden nicht eingeführt.

Übergangsregelungen sind für die Anlagen vorgesehen, die im Rahmen der Ausschreibungswettbewerbe installiert wurden. Bei den Übergangsregelungen ist eine Unterscheidung zwischen Anlagen zu treffen, die im Rahmen der ersten beiden Ausschreibungsrunden gebaut wurden, und Anlagen, die in den Runden 3-5 berücksichtigt wurden. Anlagen, die garantierte Einspeisungsverträge im Rahmen von NFFO1 und NFFO2 erhielten, sollen zugelassen werden, da ihre Preis- und Einspeisungsgarantien 1998 ausliefen und sie frei am Markt agieren. Die Zertifizierung bedeutet für die Anlagenbetreiber eine zusätzliche Erlösquelle. Da sie Kostendeckung bereits über die NFFO1

³⁷ Dieses Energieförderprogramm umfaßt 51 Millionen £ und soll durch die Climate Change Levy finanziert werden. Gefördert werden Informationsprogramme zur Energieeffizienz, Technologien mit geringen Kohlenstoffemissionen und erneuerbare Energien, insbesondere off-shore Windkraftanlagen und die Nutzung von Energiepflanzen.

und NFFO2-Förderung erzielt haben, stellen die Erlöse aus dem Zertifikatsverkauf für sie Mitnahmeeffekte dar. Die genaue Ausgestaltung der Übergangsregelungen für die in den NFFO-Runden 3-5 ausgelobten Einspeisungsverträge ist zur Zeit unklar.

Ziel der britischen Regierung ist ein Anteil regenerativer Stromerzeugung im Jahr 2010 in Höhe von 10% des Stromaufkommens. Dies entspricht nach Schätzungen des DTI einer regenerativen Erzeugungsmenge von rund 38 TWh. Im Jahr 2010 sollen durch regenerative Stromerzeugung rund 2,6-3 Mio. t CO₂-Emissionen eingespart werden. Dabei ist jedoch zu beachten, dass die Quotenhöhe niedriger als 10% des erwarteten Stromaufkommens (380 TWh) ist, da die Erzeugung aus Wasserkraftanlagen > 10 MW und die Erzeugung auf Abfallbasis nicht in die Quote eingeht (Tabelle 24).

**Tabelle 24: Entwicklung der Quotenhöhe
– England/Wales; 2001-2010; TWh, %-**

Jahr	Stromaufkommen	Ziel für regenerative Stromerzeugung		Stromverbrauch	Verkäufe von verpflichteten Lieferanten	Verbrauch von Eigenzeugern	Nicht-zertifizierbare Erzeugung*	Zertifizierbare Erzeugung = Quotenhöhe		Quotenhöhe in in bezug auf den Stromverbrauch
	TWh	TWh	%	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	%	%
2001	355,7	-	-	326,5	304,0	22,5	6,3	-	-	
2002	358,2	16,1	4,5%	329,1	306,1	23	6,7	9,4	3,1%	2,9%
2003	360,6	18,0	5,0%	331,8	307,9	23,9	7,0	11,0	3,6%	3,3%
2004	363,1	20,0	5,5%	334,1	309,7	24,4	7,5	12,5	4,0%	3,7%
2005	365,6	21,9	6,0%	336,7	311,8	24,9	8,0	13,9	4,5%	4,1%
2006	368,5	25,8	7,0%	339,8	314,3	25,5	9,0	16,8	5,3%	4,9%
2007	371,4	29,7	8,0%	342,8	316,4	26,4	10,0	19,7	6,2%	5,7%
2208	374,3	33,7	9,0%	345,9	318,9	27	11,0	22,7	7,1%	6,6%
2009	377,3	35,8	9,5%	349,0	321,4	27,6	12,0	23,8	7,4%	6,8%
2010	380,3	38,0	10,0%	351,7	323,6	28,1	13,0	25,0	7,7%	7,1%

* Wasserkraft > 10 MW, Stromerzeugung auf Müllbasis

Quelle: DTI (2000b).

Bezogen auf die Stromverkäufe der verpflichteten Lieferanten beträgt die Quotenhöhe im Jahr 2010 7,7%, bezogen auf den gesamten Stromverbrauch nur 7,1%.

Eine Limitierung der Quotenhöhe in Abhängigkeit der durch die Verpflichtung entstehenden Kosten behält sich das DTI vor. Die durch das Quotenmodell bedingte Preissteigerung auf Seiten der Verbraucher soll nicht mehr als 2% im Jahr 2010 betragen. Gerechnet wird mit einer durchschnittlichen Belastung der Haushaltskunden in Höhe von 5,4 £ p.a.

Nach den jetzigen Plänen soll die Quotenhöhe nach 2010 konstant bei 7,7% belassen werden. Eine Erhöhung der Quote, um eventuell noch höhere Emissionsreduktionsziele zu erreichen, wird jedoch nicht grundsätzlich ausgeschlossen.

Den Verpflichteten wird eine sogenannte *buy-out-option* eingeräumt. Dies bedeutet, dass sie gegen Zahlung eines bestimmten Betrages keine Zertifikate nachweisen müssen.³⁸ Die Strafe ist an die regulierende Institution OFGEM zu zahlen. Zur Zeit wird eine Strafhöhe von 3 p_{UK}/kWh diskutiert, ggf. soll die Strafzahlung mit den jährlichen Inflationsrate steigen.

Strafzahlungen sollen den Lieferanten zugute kommen, die ihre Quotenverpflichtung einhalten. Die Erlöse aus den Strafzahlungen werden an die Quotenverpflichteten verteilt, die Zertifikate zur Quotenerfüllung nachweisen.

38

Die Terminologie *buy-out-option* ist als Euphemismus für die Strafzahlung zu verstehen.

2.2.3.2 Beurteilung

Bei der Ausgestaltung der Kernelemente konnte die britische Regierung auf die bereits in den Niederlanden und Dänemark gesammelten Erfahrungen zurückgreifen. Auf eine technologiespezifische Förderung, wie in den Ausschreibungen 1990-1998 durch die Technologiebänder, wird verzichtet. Die Begünstigten des Quotenmodells werden strikt über den Zertifikatsmarkt ausgewählt werden. Unterschiedliche Klimabeiträge finden wie in den Niederlanden und Dänemark keine Berücksichtigung. Zur Zeit noch marktferne Technologien wie Off-shore Windkraft und Energiepflanzen werden über direkte Investitionskostenzuschüsse gefördert. Im Gegensatz zu Dänemark sind zur Sicherung des Bestandschutzes bereits getätigter Investitionen nur wenige Übergangsregelungen notwendig.

Die alleinige Quotenverpflichtung der Stromlieferanten klammert die Eigenerzeuger von Strom aus der Finanzierung der Mehrkosten regenerativer Stromerzeugung aus. Eine wettbewerbsneutrale Finanzierung wird somit nicht gewährleistet. Die Höhe der Quotenverpflichtung entspricht einem Anteil regenerativer Stromerzeugung am Stromverbrauch in Höhe von 7,1% im Jahr 2010. Im Vergleich zu dem Anteil im Jahr 1999 (3,1%) ist das eine Steigerung auf das 2,3-fache.

Um die Wirksamkeit des Quotenmodells nicht aus ähnlichen Gründen wie beim Ausschreibungswettbewerb zu gefährden, schlägt die britische Regierung vor, dass die regionalen Verwaltungseinheiten Raumordnungspläne unter Berücksichtigung von Vorranggebieten für regenerative Stromerzeugungsanlagen aufstellen (OFGEM [2000a]).

2.2.4 Der englisch/walisische Markt für grünen Strom

Ein Markt für grünen Strom entwickelt sich in England/Wales nur zögerlich. Erst in den späten 1990er Jahren verbreiteten sich die Angebote der EltVU für grünen Strom. Zur Zeit bieten 12 Unternehmen grünen Strom in verschiedenen Programmen an (Tabelle 25). Die Produkte lassen sich in zwei Hauptkategorien unterscheiden:

- Lieferbezogene Programme: Der Kunde bezieht bei lieferbezogenen Programmen entweder grüne Stromprodukte oder beteiligt sich an einem *green-pricing* Programm, in dem ein Aufschlag auf den konventionellen Strompreis in Rechnung gestellt wird. Beiden Varianten ist gemeinsam, dass regenerativ erzeugte kWh aufgrund der Mehrzahlungen der Kunden (Pf/kWh) in das Netz eingespeist wird. Die regenerativen Stromeinspeisungen richten sich in ihrer Höhe nach den Abnahmen der Kunden.
- Fondsmodelle: Der Kunde zahlt einen Aufpreis auf die Stromrechnung (fix oder gekoppelt an den Preis pro kWh). Die Unternehmen nutzen die Fondsmittel, um neue regenerative Stromerzeugungsanlagen zu errichten. Der Kunde hat keinen direkten Anspruch auf die Lieferung regenerativen Stroms.

Während sechs Unternehmen lieferbezogene Programme anbieten (vier *green-pricing* Programme etablierter Verteilerunternehmen und zwei Programme von reinen Regenerativstromanbietern), offerieren drei Verteilerunternehmen reine Fondsmodelle. Bei drei weiteren Unternehmen können die Kunden zwischen einem *green-pricing* Programm und einem Fondsmodell wählen. Die Angebote werden zum Teil auf die angestammten Versorgungsregionen beschränkt.

**Tabelle 25: Angebote auf dem Markt für grünen Strom
- England/Wales; 2001 –**

Unternehmen	Produkt	Brennstoffmix							Preis					Region	Bemerkung
		Wind	Solar	Wasser	Biom.	Müll	KWK	Sonst.	standard rate	economy rate day	economy rate night	fixed rate standard	fixed rate economy		
									€/kWh						
London Electricity	Green Electricity Tarif					x								Great Britain	Tarif für Kleinverbraucher z.Zt. ausgesetzt. Neuer Tarif soll nach Nachfrageanalyse eingesetzt werden
Powergen	Green Plan/ Green Supply	x	x	x										Great Britain	10 % Aufschlag auf normalen Abnahmepreis
Renewable Energy Company (REC)	Ecotricity	x												Great Britain	individuelle Preisverhandlungen
Southwestern Electricity Board (SWEB)	Green Electron	x		x	x				0,125					England & Wales	Preis ist verbrauchsabhängig. 0,125 € gilt bei einem Verbrauch von 3300 kWh/Jahr
Unit[e] Energy Ltd.	Unit[e] Domestic Customers	x		x					0,114	0,127	0,046	4,83	6,3	England & Wales	Tarife sind abhängig von der Region und Zahlungsart. Angegebene Werte sind Minima. Der Aufschlag beträgt 15% gegenüber konventionellem Strom
	Unit[e] Business Customers	x		x					0,127	0,14	0,051	5,38	7,02		
Yorkshire Electricity	Green Electricity	x			x				0,105	0,115	0,042	5,62	6,9	Great Britain	Tarife sind abhängig von der Region und Zahlungsart. Hier sind Minima angegeben
Eastern Electricity	Ecopower	x		x					0,114	0,12	0,051	3,88	5,79	Great Britain	Tarife sind abhängig von der Zahlungsart, aufgeführt sind Minima.
	Ecopower plus	x	x	x					0,116	0,126	0,061	4,1	5,79		
npower	Evergreen											0,68		Great Britain	Jährliche 5 Pfund "Spende" in einen Fonds, der neue Kapazitäten errichten soll. Elektrizität zu Marktpreisen.
SEEBOARD plc.	Go Green	x	x	x					0,17	0,17	0,046			Southern Electric Region	Go Green Tarife sind 0,8 Euro-cents höher als Normaltarife
Scottish and Southern Energy plc.	RSPB Energy			x	x	x			0,095	0,103	0,038	2,39	4,16	Great Britain	Tarife sind abhängig von der Zahlungsart. Hier aufgeführt sind Minima
Scottish Power mit MANWEB	Green Energy	x		x					0,115			8,52		Scottish Power und MANWEB Regionen	Angebotsmodell nur für nicht Haushalte. Tarife sind abhängig von der Zahlungsart, hier aufgeführt sind Minima
South Wales Electric (SWALEC)	Green Electricity	x	x	x				x	0,124	0,132	0,051	5,96	7,50	SWALEC Region (Südwaes)	Tarife sind abhängig von der Zahlungsart, hier Minima

Quelle: Daten von <http://www.greenprices.com> und eigene Ergänzung.

Der Brennstoffmix, der den einzelnen regenerativen Stromprodukten zugrunde liegt, variiert. Strom auf Basis von Wind- und Wasserkraft ist in der Großzahl der Produkte vorhanden. Die Unterschiede bei der zugrundeliegenden Erzeugung erklären die differierenden Preise. Die meisten Angebote basieren auf dem zweigliedrigen Tarif in Form von Arbeitspreis (*standard rate*) und Grundpreis (*fixed rate*). Zum Teil werden den Kunden zusätzlich nach Tageszeiten differenzierte Tarife (*economy rate day/night und entsprechend fixed rate economy*) angeboten.

Insgesamt beteiligten sich rund 13.500 Kunden an einem der genannten grünen Stromprodukte, was weniger als 1% aller britischen Haushalte entspricht. Rund 100 Kunden kamen aus dem öffentlichen oder Unternehmenssektor. Innerhalb des zweiten Quartals 2000 wurden rund 40 GWh regenerativer Strom verkauft.

Der Großteil der regenerativen Stromprodukte in England/Wales besitzt das Gütesiegel „Future Energy“. Das Label wird vom Energy Saving Trust (EST) vergeben. Future Energy zertifiziert Anbieter und deren grüne Stromprodukte. EST prüft, ob die Unternehmen die erforderlichen Kriterien für die Labelvergabe erfüllen.

2.3 Niederlande

2.3.1 Regenerative Stromerzeugung

Die Entwicklung der Erzeugungskapazitäten von Wind-, Wasser- und Photovoltaikanlagen in den Niederlanden zeigt [Tabelle 26](#). Der Anteil der installierten Kapazitäten dieser Technologien an den gesamten niederländischen Erzeugungskapazitäten betrug im Jahr 1997 rund 2%.

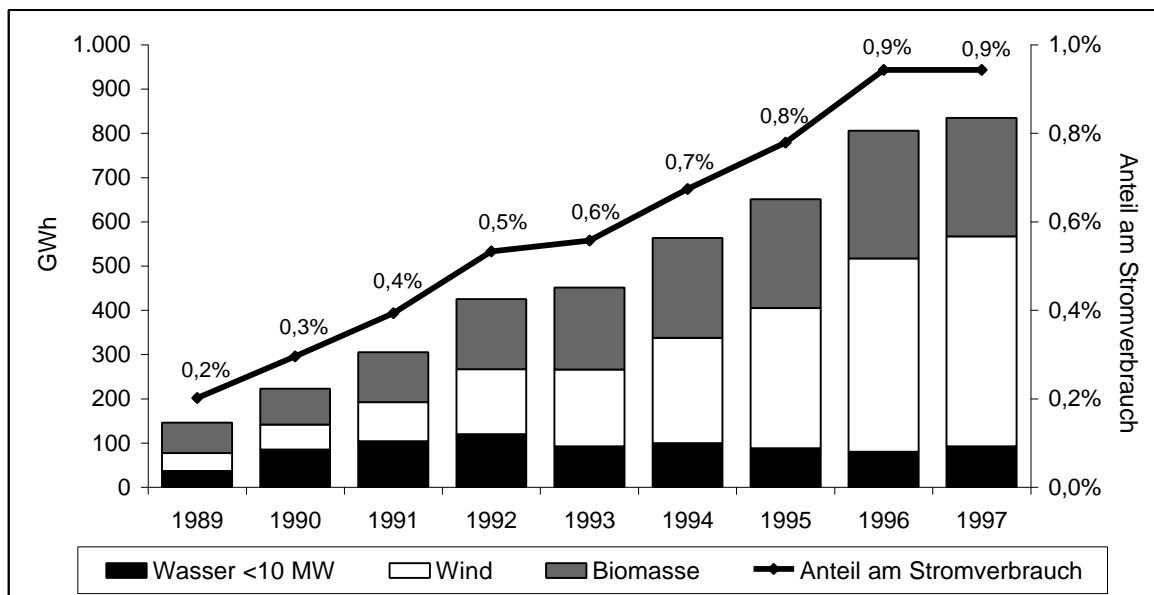
Tabelle 26: Installierte Kapazitäten von Wind-, Wasser- und Photovoltaikanlagen – Niederlande, 1989-1997; MW -

	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW
Wasser <10 MW	25	37	37	37	37	37	37	37	37
Wind	40	57	92	109	138	157	257	299	333
Photovoltaik	0	1	1	1	2	2	2	3	4
Summe	65	95	130	147	177	196	297	339	374

Quelle: Eurostat (2000).

[Abbildung 36](#) verdeutlicht die Entwicklung der Stromerzeugung mittels ausgesuchter regenerativer Energieträger. Der Anteil regenerativer Stromerzeugung am gesamten niederländischen Stromverbrauch betrug im Jahr 1997 rund 1%.

**Abbildung 36: Regenerative Stromerzeugung und Anteil am Stromverbrauch
- Niederlande, 1989-1997; GWh, % -**



Quelle: Daten aus Eurostat (2000).

2.3.2 Quotenmodell

2.3.2.1 Ausgestaltung

Im Jahr 1996 beschlossen die niederländischen Stromverteilungsunternehmen im Rahmen einer freiwilligen Selbstverpflichtung, Maßnahmen zur Verminderung von CO₂-Emissionen durchzuführen. Rund ein Drittel der mit Hilfe des Einsatzes erneuerbarer Energien geplanten Einsparungen soll über die Verdrängung fossiler Stromerzeugung durch regenerative Stromerzeugung erfolgen. Jedes Verteilerunternehmen hat sich verpflichtet, eine bestimmte Quote an der Mengenverpflichtung zu übernehmen. Das Quotenmodell wurde zum 1. Januar 1998 eingeführt.

Die Höhe der Quote wurde über Konversionsfaktoren aus den Emissionsvermeidungspotentialen der regenerativen Stromerzeugung abgeleitet und betrug pro Jahr 1,7 TWh regenerative Stromerzeugung. Dies entspricht bezogen auf das Jahr 1995:

- 2% des gesamten Stromverbrauches in Höhe von 86 TWh (im Jahr 1998 wegen des gestiegenen Stromverbrauchs 1,8%);
- 2,5% der über das öffentliche Netz zur Verfügung gestellten Stromabgabe an Verbraucher in Höhe von 67,2 TWh (1998: 2,2%);
- 3% des Absatzes an Tarifkunden (MAP-Kunden).

Begünstigte Erzeugungstechnologien/Energieträger sind Windenergie, Solarenergie, Wasserkraft (bis maximal 15 MW) und Biomasse organischen Ursprungs ohne synthetische Zusätze (Holz, Heu, Stroh, Papierabfall, Deponiegas, Biogas).

Eine Differenzierung innerhalb des Quotenmodells nach Erzeugungstechnologien findet nicht statt. Die unterschiedlichen Umweltbeiträge der verschiedenen regenerativen Energieträger/Erzeugungstechnologien bleiben unberücksichtigt.

2.3.2.2 Finanzierung der Mehrkosten regenerativer Stromerzeugung

Die Finanzierung der Mehrkosten für den Kauf der Zertifikate durch die Verteilerunternehmen erfolgt aus mehreren Quellen:

- Umweltaufschlag (MAP-Tarifkundenaufschlag). Den Verteilerunternehmen ist es erlaubt, einen Strompreisaufschlag von bis zu 2,5% im Bereich der Tarifkunden zu erheben.
- Steuerbonus für regenerative Stromerzeugung. Durch den Steuerbonus sinken die ungedeckten Kosten regenerativer Stromerzeuger und somit die Zertifikatsangebotspreise.
- Steuerbefreiung für den Bezug von Strom aus regenerativen Energiequellen. Durch die Steuerbefreiung verzichtet der Staat auf Einnahmen durch die Stromsteuer und beteiligt sich stärker an der Finanzierung der Mehrkosten regenerativer Stromerzeugung.
- freiwillige Nachfrage nach grünem Strom bzw. Zertifikaten.³⁹

2.3.2.3 Entwicklungen auf dem Zertifikatsmarkt

In den Jahren 1998 und 1999 wurde die Quote nur zu jeweils ca. 60% erfüllt. Von den 19 im Jahr 1998 existierenden Verteilerunternehmen hatten nur drei ihre Verpflichtung (über-)erfüllt, jeweils drei Unternehmen besaßen 50% bzw. 25% ihrer Zertifikatsverpflichtungsmengen. Zehn Unternehmen (52%) hatten ihre Quotenverpflichtung nicht oder nur geringfügig erfüllt. Da die Quotenerfüllung am Ende dieser Jahre noch nicht verpflichtend war und bei Nichterfüllung keine Sanktionen drohten, hatten die Verteilerunternehmen keinen Anreiz, die Fehlmengen durch Kauf von Überschusszertifikaten oder auch Produktion von weiteren Zertifikaten auszugleichen.

Inwieweit die Quotenverpflichtungen im Jahr 2000 erfüllt wurden, ist zur Zeit noch nicht absehbar. Im Rahmen der Selbstverpflichtung wurde für das Jahr 2000 eine Strafzahlung in Höhe von 50% des Marktpreises für Zertifikate eingeführt, falls ein Verteilerunternehmen seine Quote nicht erfüllt. Diese Strafzahlung wird jedoch nur unter einem komplexen System von Voraussetzungen fällig, so dass die Anreizwirkungen auch als schwach eingestuft werden müssen.

Die Preistransparenz auf dem niederländischen Zertifikatsmarkt ist aufgrund des fehlenden zentralen Handelsplatzes sehr gering. Zertifikatspothandel fand kaum statt. Der Handel mit Zertifikaten zwischen unabhängigen Erzeugern und Verteilerunternehmen wurde zum überwiegenden Teil im Rahmen von langfristigen Verträgen abgewickelt. Die durchschnittliche Restlaufzeit der bilateralen Verträge betrug in den Jahren 1998 und 1999 jeweils sieben Jahre.

Die Preise in den langfristigen Verträgen betragen nach Angaben von Marktteilnehmern für Windstromeinspeisungen rund 14-15 ct_{NL}/kWh (inklusive Einspeisungsvergütung und Steuerbonus). Bei einer Einspeisungsvergütung und einem Steuerbonus in Höhe von zusammen rund 11 ct_{NL}/kWh, impliziert dies einen Zertifikatspreis auf Windstrombasis in Höhe von rund 3-4 ct_{NL}/kWh für das Jahr 1998.

³⁹ Die Verteilerunternehmen haben über die Einführung von *green-pricing*-Programmen die Möglichkeit, die freiwillige Zahlungsbereitschaft der Verbraucher für regenerativen Strom abzuschöpfen. Werden die Zertifikate, die im Rahmen von *green-pricing*-Programmen abgesetzt werden, nicht von Zertifikaten zur Erfüllung der Quotenverpflichtung getrennt (*earmarking*), mindern die höheren Erlöse aus den freiwilligen Mehrzahlungen der Kunden die zu verteilenden Mehrkosten für den verbleibenden (Tarif-) Kundenstamm. Eine zusätzliche Nachfrage nach regenerativem Strom durch *green-pricing*-Programme wird somit verhindert.

Die Preise stiegen Anfang des Jahres 1999 leicht an. Durchschnittliche Preise werden mit rund 5 ct_{NL}/kWh (entsprechend 500 NLG/Zertifikat) angegeben (Kühn/Schaeffer et al. [1999]). Entscheidenden Einfluss auf die Entwicklung der Zertifikatsnachfrage und den Zertifikatspreis im Jahr 1999 hatte die Erhöhung der Verkäufe der niederländischen Verteilerunternehmen im Rahmen von *green-pricing* Programmen. Zum Nachweis der tatsächlichen Lieferung grünen Stroms griffen die Verteilerunternehmen auf die Zertifikate zurück, wodurch die Nachfrage erheblich stieg. Da die Mehrzahl der grünen Stromangebote einen hohen Windkraftanteil aufweist, war die Nachfrage nach Zertifikaten, die mit Hilfe von Windkraft produziert wurden, hoch. Die Nachfrage nach Zertifikaten, die mit Hilfe von Biomasse produziert wurden, war erheblich niedriger.

Dies hat nach Auskunft von Marktbeobachtern dazu geführt, dass der Preis für Windstrom-Zertifikate zur Jahreswende 1999/2000 auf 5-7 ct_{NL}/kWh gestiegen ist, während Biomasse-Zertifikate zu Preisen zwischen 1-2 ct_{NL}/kWh gehandelt wurden.

2.3.2.4 Beurteilung

Das Quotenmodell in den Niederlanden ist ein Teil eines Bündels von Förderinstrumenten. Die regenerativen Stromerzeuger erhalten (zumeist nicht kostendeckende) Einspeisungsvergütungen, Steuerboni sowie ggf. weitere Investitionskostenzuschüsse sowie Steuererleichterungen. Diese zusätzlichen Förderungen wirken sich verzerrend auf den Zertifikatsmarktpreis aus.

Das von den niederländischen Verteilerunternehmen implementierte Quotenmodell für regenerative Stromerzeugung mit einem System handelbarer Zertifikate ist das erste seiner Art in Europa. Es startete im Jahr 1998 und war befristet auf Ende des Jahres 2000.

In den Niederlanden sind die Verteilerunternehmen Verpflichtete des Quotenmodells. Die Höhe der Quotenverpflichtung von rund 3% bezogen auf den Elektrizitätsabsatz an die Tarifkunden im Jahr 1995 ist als eher bescheiden einzustufen. Bezogen auf den gesamten niederländischen Stromverbrauch im Jahr 1998 beträgt die Quotenhöhe nur 1,8%.

Durch das Quotenmodell in den Niederlanden werden marktnahe Erzeugungstechnologien gefördert. Marktferne Technologien werden über zusätzliche Mechanismen gefördert. Ein starker Ausbau erneuerbarer Erzeugungskapazitäten war allein aufgrund des Quotenmodells bis Mitte des Jahres 2000 nicht zu beobachten. Rund 60% der Verpflichtung sind bereits durch bestehende Kapazitäten (bei normalen Windaufkommen) gedeckt. Als Hauptthemnis eines Anstiegs der Windkraftkapazitäten werde in den Niederlanden lange Wartezeiten für Genehmigungen genannt. Eine höhere Quotenverpflichtung schafft hier keine Abhilfe.

In den Niederlanden liegt das Ausgabemonopol für Zertifikate bei den Verteilerunternehmen (EnergieNed), die keiner ausreichenden Kontrolle unterliegen. Der Sanktionsmechanismus ist nicht geeignet, genügend Anreize zur Quotenerfüllung zu liefern.

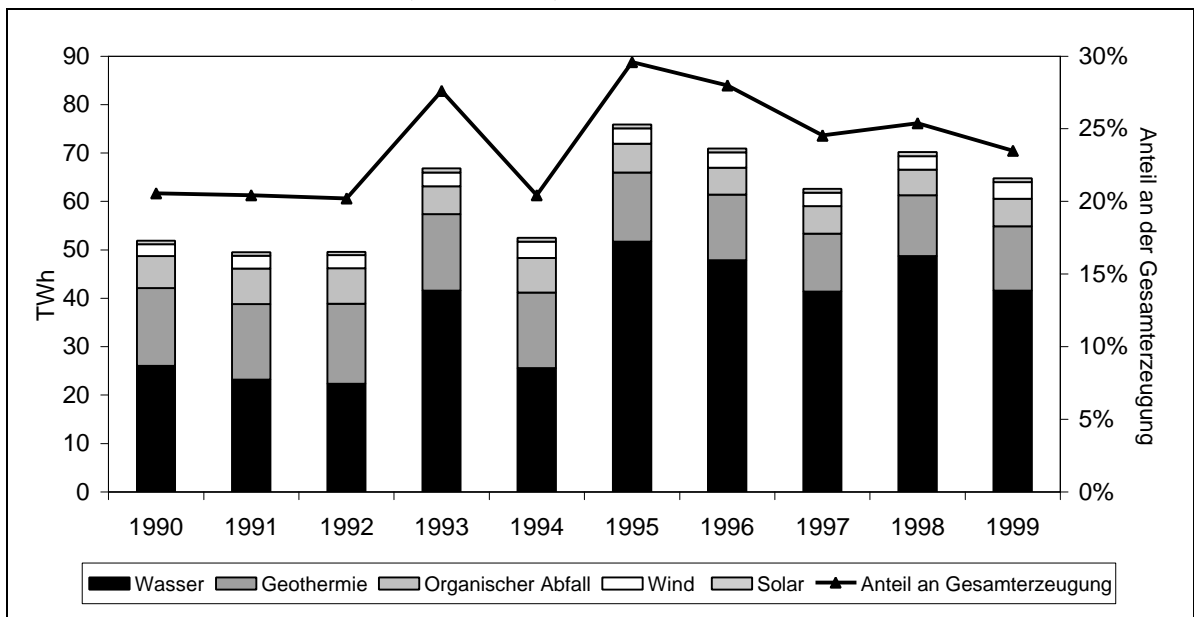
Aufgrund des Überwälzens der Kosten über den MAP-Tarifkundenaufschlag, der wie eine Steuer pro kWh wirkt, wird die Finanzierungslast des Quotenmodells in den Niederlanden ausschließlich von den Tarifkunden getragen, da nur sie den Zuschlag bezahlen. Eigenerzeuger und Größtverbraucher sind von den finanziellen Lasten des niederländischen Quotenmodells ausgenommen. Die Finanzierung der durch das Quotenmodell entstehenden Mehrkosten wird hauptsächlich durch die freiwilligen Zahlungen der Verbraucher getragen, die sich an *green-pricing*-Programmen beteiligen.

2.4 Kalifornien

2.4.1 Regenerative Stromerzeugung

Im Jahr 1999 wurden in Kalifornien rund 65 TWh Strom auf Basis regenerativer Energieträger erzeugt (Abbildung 37). Dies entspricht einem Anteil an der gesamten Erzeugung von 23,5%. Die wachsende Stromerzeugung auf Basis regenerativer Energieträger in den 1980er und frühen 1990er Jahren ist insbesondere auf Steueranreize und garantierte langfristige Einspeisungsverträge im Rahmen der PURPA-Gesetzgebung von 1978 zurückzuführen.⁴⁰

Abbildung 37: Regenerative Stromerzeugung
– Kalifornien; 1990-1999, TWh -



Quelle: California Energy Commission.

Tabelle 27: Regenerative Stromerzeugung
– Kalifornien; 1990-1999, % -

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%
Wasser	10,3%	9,6%	9,1%	17,2%	10,0%	20,2%	18,9%	16,2%	17,6%	15,1%
Geothermie	6,4%	6,4%	6,7%	6,5%	6,1%	5,6%	5,3%	4,7%	4,5%	4,8%
Organischer Abfall	2,6%	3,0%	3,0%	2,4%	2,8%	2,3%	2,2%	2,2%	1,9%	2,1%
Wind	1,0%	1,1%	1,1%	1,2%	1,3%	1,2%	1,2%	1,1%	1,0%	1,2%
Solar	0,3%	0,3%	0,3%	0,4%	0,3%	0,3%	0,3%	0,3%	0,3%	0,3%
Summe	20,6%	20,4%	20,2%	27,6%	20,4%	29,6%	28,0%	24,5%	25,4%	23,5%

Quelle: California Energy Commission.

2.4.2 Übersicht über die Förderung regenerativer Stromerzeugung

Der Strommarkt in Kalifornien wurde 1998 mit dem durch den Assembly Bill 1890 (Erlass im September 1996) liberalisiert. Darin wird regenerative Stromerzeugung definiert als Strom aus

⁴⁰ Der Public Utilities Regulatory Policies Act (PURPA) verpflichtete die EltVU, regenerativen Strom aufzunehmen und mit den „vermiedenen Kosten“ zu vergüten (siehe für einen kurzen Überblick über die Historie der kalifornischen Förderung von regenerativen Strom z.B. Wisner/Pickle/Goldman [1998]).

Windkraft, solarer Strahlungsenergie, Biomasse (Deponiegas, Biogas, kommunaler Abfall), Geothermie und aus Wasserkraftanlagen mit einer installierten Kapazität von = 30 MW.

Die Förderung regenerativer Energien wurde den EVU auferlegt. Dies umfasst zum einen die privatwirtschaftlichen Energieversorgungsunternehmen (*investor-owned utilities – IOUs*; Southern California Edison, SCE; Pacific Gas and Electric Company, PG&E und San Diego Gas & Electric, SDG&E) sowie die EVUs, die sich im öffentlichen Besitz (*publicly-owned utilities – POUs*, insbesondere Los Angeles Department of Water and Power, LADWP und Sacramento Municipal Utilities Divison, SMUD).⁴¹

Die großen IOUs wurden dazu verpflichtet, in den Jahren 1998-2001 spezifische Beträge für die Förderung regenerativer Energien zur Verfügung zu stellen (Tabelle 28). Innerhalb dieser vier Jahre sollen insgesamt 540 Mio. US-\$ für die Förderung zur Verfügung stehen (CEC [1997]).

**Tabelle 28: Förderung regenerativer Energien durch IOUs
– Kalifornien; 1998-2001; Mio. US-\$ -**

	1998	1999	2000	2001	Summe
	Mio. US-\$	Mio. US-\$	Mio. US-\$	Mio. US-\$	Mio. US-\$
SDG&E	12	12	12	12	48
SCE	49,5	49,5	49,5	76,5	225
PG&E	48	48	48	48	192
Summe	109,5	109,5	109,5	136,5	465
Zusätzliche Förderung von Januar 2002 bis März 2002					75
Summe					540

Quelle: California Energy Commission.

Zusätzliche Beträge können über freiwillige Zahlungen der Stromverbraucher und der kommunalen Versorgungsunternehmen aufgebracht werden.

Der Senate Bill 90 von Oktober 1997 konkretisierte die Ausgestaltung der Fördermechanismen. Darin wurde entsprechend den Vorschlägen der California Energy Commission (CEC) festgelegt, dass die Fördermittel im Rahmen des „Renewable Energy Program“ auf vier Kategorien (*accounts*) verteilt werden (Tabelle 29):

⁴¹ Die IOUs, die der Aufsicht der California Public Utilities Commission (CPUC) unterstehen, wurden mit dem Erlass des Assembly Bill zur Marktöffnung verpflichtet. Die POUs unterliegen nicht der Aufsicht der CPUC und unterliegen nicht der Vorschrift zur Marktöffnung.

**Tabelle 29: Allokation der Fördermittel
- Kalifornien, 1998-2001, Mio. US-\$ -**

Kategorie (Account)	Budget (Mio. US-\$)	%
Existierende Erzeugungsanlagen (Inbetriebnahme vor 26.9.1996)	243,0	45%
<i>davon Biomasse, Altreifen, Solarthermie</i>	<i>135,0</i>	<i>25%</i>
<i>davon Wind</i>	<i>70,2</i>	<i>13%</i>
<i>davon Geothermie, Kleinwasserkraft, Biogas, kommunale Müllverbrennung (MSW)</i>	<i>37,8</i>	<i>7%</i>
Neue Erzeugungsanlagen (Inbetriebnahme nach 26.9.1996)	162,0	30%
Marktferne Technologien (PV, Solarthermische Stromerzeugung, Brennstoffzellen, Windkraftanlagen < 10 kW)	54,0	10%
Kunden-Seite	81,0	15%
<i>davon Bonuszahlungen für den Kauf regenerativen Stroms</i>	<i>75,6</i>	<i>14%</i>
<i>davon Kundeninformation</i>	<i>5,4</i>	<i>1%</i>
Summe	540,0	100%

Quelle: California Energy Commission.

Die Mittelvergabe erfolgt innerhalb der einzelnen Kategorien auf unterschiedliche Weise:

- Prämien- und Bonuszahlungen für bestehende Anlagen und für Kunden, die grünen Strom beziehen,
- Ausschreibungswettbewerb für neue Technologien,
- Investitionskostenzuschüsse (1.000-3.000 US-\$/kW) oder ähnliche Instrumente für marktferne Technologien und Kundeninformationsprogramme.

Im folgenden werden die Förderung der existierenden Erzeugungsanlagen, der Ausschreibungswettbewerb für neue Erzeugungsanlagen sowie die Prämien für den Kauf regenerativen Stroms detailliert untersucht. Im Anschluss daran wird die Entwicklung des grünen Strommarktes in Kalifornien analysiert.

2.4.3 Prämienzahlungen für existierende Erzeugungsanlagen

Existierende regenerativen Stromerzeugungsanlagen sind solche, die vor dem 26. September 1996 in Betrieb genommen wurden. Sie werden in drei Klassen unterteilt (Tabelle 30). Die gesamten Fördermittel dieses Bereiches für die Jahre 1998 bis 2001 belaufen sich auf 243 Mio. US-\$. Biomasse, Altreifen und Solarthermie erhalten den Großteil der Fördermittel. Zeitlich sind die zur Verfügung stehenden Fördermittel degressiv ausgestaltet.

**Tabelle 30: Förderung existierender Erzeugungsanlagen
- Kalifornien; 1998-2001; Mio. US-\$, % -**

Technologie/Band	1998		1999		2000		2001		Summe	
	Mio. US-\$	%	Mio. US-\$	%	Mio. US-\$	%	Mio. US-\$	%	Mio. US-\$	%
Biomasse, Altreifen, Solarthermie	43,20	56%	36,45	55%	31,05	56%	24,30	55%	135,00	56%
Wind	21,60	28%	18,90	29%	16,20	29%	13,50	30%	70,20	29%
Geothermie, Kleinwasser, Biogas, Deponiegas, Abfälle	12,15	16%	10,80	16%	8,10	15%	6,75	15%	37,80	16%
Summe	76,95	100%	66,15	100%	55,35	100%	44,55	100%	243,00	100%

Quelle: California Energy Commission.

Um eine Prämie als regenerativer Stromerzeuger zu erhalten, ist eine Registrierung bei der CEC notwendig.

Die Prämienhöhe bemisst sich am Minimum der folgenden Werte:

- Differenz aus Zielwert und markträumendem Preis⁴²,
- festgelegte Preisobergrenze (Tabelle 31),
- fondsangepasster Preis⁴³.

Die Betreiber der regenerativen Erzeugungsanlagen vermarkten ihren Strom eigenständig und erzielen dadurch Erlöse. Zusätzlich können sie die jeweilige Prämie der CEC monatlich für die entsprechende Erzeugung in Rechnung stellen. Durch die Ausgestaltung der Prämie soll erreicht werden, dass in Zeiten hoher Preise auf dem Elektrizitätsmarkt (= vermiedene Kosten der IOUs) keine Prämien ausgeschüttet werden müssen, da erwartet wird, dass die regenerative Stromerzeugung ab einem bestimmten Preisniveau auf dem Strommarkt auch ohne Förderung wirtschaftlich betrieben werden können.

Tabelle 31: Zielwert und Preisobergrenzen für Prämienzahlungen für existierende Technologien - Kalifornien; 1998-2001; US-cents/kWh -

Technologie/Band		1998	1999	2000	2001
		US-cents/kWh	US-cents/kWh	US-cents/kWh	US-cents/kWh
Biomasse, Altreifen, Solarthermie	Zielwert	5,0	4,5	4,0/5,0*	5,0*
	Preisobergrenze	1,5	1,5	1,0	1,0
Wind	Zielwert	3,5	3,5	3,5	3,5
	Preisobergrenze	1,0	1,0	1,0	1,0
Geothermie, Kleinwasser, Biogas, Deponiegas, Abfälle	Zielwert	3,0	3,0	3,0	3,0
	Preisobergrenze	1,0	1,0	1,0	1,0

* Im Oktober beschloss die CEC eine Erhöhung des Zielwertes ab November 2000.

Quelle: California Energy Commission.

Bis Juni 2000 wurden insgesamt 259 Anlagen mit 130 Mio. US-\$ gefördert. Die geförderten Anlagen haben in der Summe eine Kapazität von über 4,1 GW. Die durchschnittlich gezahlten Prämien variierten zwischen 0 und 1,5 US-cents/kWh (Tabelle 32).

Tabelle 32: Durchschnittliche Prämienzahlungen für existierende Technologien - Kalifornien; 1998-2001; US-cents/kWh -

Technologie/Band	Jan.99-Jun.99	Jan. 99-Dez.99	Jan.00-Jun.00
	US-cents/kWh	US-cents/kWh	US-cents/kWh
Biomasse, Altreifen, Solarthermie	1,50	1,42	0,72
Wind	0,85	0,60	0,15
Geothermie, Kleinwasser, Biogas, Deponiegas, Abfälle	0,25	0,10	0,00

Quelle: California Energy Commission.

Die monatlichen Zahlungen können für manche Anlagenbetreiber dann Null betragen, wenn die kurzfristigen vermiedenen Kosten relativ hoch liegen und somit die Differenz aus Zielwert und

⁴² Der markträumende Preis errechnet sich aus dem gewichteten Durchschnitt der saisonalen kurzfristigen vermiedenen Kosten der drei IOUs.

markträumendem Preis (= vermiedene Kosten) Null oder negativ wird. Dies war im Sommer 2000 z.T. der Fall, als es aufgrund der hohen Stromnachfrage und knappen Kapazitäten zu hohen Spotmarktpreisen für Elektrizität und somit hohen vermiedenen Kosten kam.

2.4.4 Ausschreibungswettbewerb für neue Erzeugungsanlagen

2.4.4.1 Ausgestaltung und Ergebnisse

Ausgestaltung

Als neue Erzeugungsanlagen sind diejenigen Anlagen definiert, die nach dem 26. September 1996 in Betrieb genommen wurden. Die Fördermittel für Anlagen, die nach diesem Datum an das Netz angeschlossen wurden, sowie Fördermittel für geplante Anlagen werden im Rahmen eines Ausschreibungswettbewerbs vergeben.

Hauptparameter des Ausschreibungswettbewerbes ist ein Prämiengebot. Die Anlagenbetreiber bieten eine erforderliche Prämie (US-cents/kWh), die sie benötigen, um ein regeneratives Stromerzeugungsprojekt durchzuführen. Gewinnern der Ausschreibung wird die Prämie von der California Energy Commission über einen Zeitraum von fünf Jahren bis zu einer maximalen Höhe von 1,5 US-cents/kWh gezahlt. Die Vermarktung des regenerativen Stroms bleibt in der Verantwortung der Anlagenbetreiber. Neben dem Prämiengebot müssen die Bieter u.a. angeben, wieviel Strom sie in den ersten fünf Produktionsjahren erwartungsgemäß erzeugen und absetzen werden, so dass die CEC die erwartete Prämiensumme abschätzen kann. Darüber hinaus müssen sie nachweisen, dass der (geplante) Standort unter ihrer Kontrolle steht. Zusätzlich müssen sie eine Schuldverschreibung in Höhe von 10% der erwarteten Förderung einreichen. Die Forderung aus der Schuldverschreibung wird von der CEC nur dann nicht geltend gemacht, wenn alle etwaigen Standort- und sonstigen Genehmigungsanträge für die Anlagen gestellt wurden sowie alle Finanzierungspläne vorgelegt wurden.

Erste Ausschreibungsrunde 1998

Eine erste Ausschreibungsrunde wurde im Juni 1998 durchgeführt und die zur Verfügung stehenden Finanzmittel in Höhe von 162 Mio. US-\$ wurden auf 55 Angebote verteilt (Tabelle 33). Jeder der zugelassenen Bieter erhielt einen Zuschlag. Sieben der Gebote waren Anlagen, die bereits seit dem 26. September 1996 in Betrieb waren oder kurz vor der Inbetriebnahme standen.

**Tabelle 33: Ergebnisse der ersten Ausschreibungsrunde
– Kalifornien, 1998 –**

Technologie/ Energieträger	Anzahl der Projekte	Kapazität	Durchschnitt- liche Prämie	Prämiensumme
Einheit		MW	US-cents/kWh	Mio. US-\$
Biomasse	1	11,6	1,3	6,1
Biogas	1	2,1	1,4	1,2
Geothermie	4	156,9	1,3	80,3
Deponiegas	23	70,1	1,1	28,7
Kleinwasserkraft	1	1,0	1,4	0,5
Wind	24	310,6	1,1	45,2
Summe/Durchs.	54	552,3	1,2	162,0

Quelle: California Energy Commission.

⁴³ Der fondsangepasste Preis wird ermittelt, indem zuerst die zur Verfügung stehenden Fondsmittel durch die zu fördernde Erzeugung dividiert werden und dieser Wert dann modifiziert wird, um die

Zweite Ausschreibungsrunde 2000

Die zweite Ausschreibungsrunde wurde im Dezember 2000 abgeschlossen. Insgesamt wurden Projekte mit einer Gesamtkapazität rund 470 MW berücksichtigt (Tabelle 34).

**Tabelle 34: Ergebnisse der zweiten Ausschreibungsrunde
– Kalifornien, 2000 –**

Technologie/ Energieträger	Anzahl der Projekte	Kapazität	Durchschnitt- liche Prämie	Prämiensumme
Einheit		MW	US-cents/kWh	Mio. US-\$
Biomasse	1	7,5	1,1	1,5
Biogas	0	0	0,0	0,0
Geothermie	0	0	0,0	0,0
Deponiegas	4	12,5	1,3	1,9
Kleinwasserkraft	3	12,2	1,0	1,5
Wind	9	439,1	0,5	31,5
Summe/Durchs.	71	471,3	0,54	36,4

Quelle: California Energy Commission.

Ergebnisse aller Ausschreibungsrunden

Insgesamt wurden durch die beiden Ausschreibungsrunden rund 1.023 MW installierte Erzeugungskapazität gefördert. Da jedoch drei Projekte der ersten Ausschreibungsrunde aufgegeben wurden und ein Projekt um 12 MW reduziert wurde, beläuft sich die durch die Ausschreibungen zur Zeit geförderte Kapazität auf rund 1.001 MW (Tabelle 35).

**Tabelle 35: Ergebnisse aller Ausschreibungsrunden
– Kalifornien, 2000 –**

Technologie/ Energieträger	Anzahl der Projekte	Kapazität	Durchschnitt- liche Prämie	Prämiensumme
Einheit		MW	US-cents/kWh	Mio. US-\$
Biomasse	2	19,1	k.A.	7,6
Biogas	1	2,1	k.A.	1,2
Geothermie	4	156,9	k.A.	80,3
Deponiegas	27	82,6	k.A.	30,6
Kleinwasserkraft	4	13,2	k.A.	2,0
Wind	33	749,7	k.A.	76,7
Summe/Durchs.	125	1023,6	k.A.	198,4
Korrektur	-3	-22,2		
Summe	122	1001,4		

Quelle: California Energy Commission.

2.4.4.2 Beurteilung

In der ersten Ausschreibungsrunde wurden viele Projekte berücksichtigt, die bereits in Betrieb waren oder kurz vor der Fertigstellung waren. Daher kann mit einer hohen Realisierungsrate gerechnet werden. Aufgrund der geringen Zeit, die seit der zweiten Ausschreibungsrunde verging, ist eine abschließende Beurteilung zur Zeit nicht möglich.

Durch die Hinterlegung einer Schuldverschreibung der Investoren bei der CEC droht den Teilnehmern an dem Ausschreibungswettbewerb eine Sanktion, wenn sie ihre Projekte nicht ernsthaft betreiben. Zu beachten ist, dass die Sanktion nicht an das Erhalten der Genehmigungen gebunden ist, was eine stärkere Strafwirkung zur Folge hätte. Da es für Investoren schwer ist abzuschätzen, ob sie eine Standortgenehmigung erhalten werden, wäre eine derartige Sanktion mit hohen Risiken für den Investor verbunden, der deshalb von der Investition absehen könnte.

2.4.5 Bonuszahlungen für den Kauf regenerativen Stroms

Neben den Prämien, die für die regenerative Stromerzeugung im Rahmen eines Ausschreibungswettbewerbes gezahlt werden, erhalten zusätzlich Verkäufer regenerativen Stroms einen Bonus. Durch Bonuszahlungen für den Verkauf regenerativen Stroms (*customer credits*) soll die Nachfrage auf dem Markt für grünen Strom gestärkt werden. Die Bonuszahlungen werden an Stromanbieter, die sich bei der CEC registrieren lassen, für grüne Stromprodukte gezahlt. Insgesamt stellt die CEC 75,6 Mio. US-\$ für Bonuszahlungen in den Jahren 1998 bis einschließlich 2001 zur Verfügung.

Da nur die Kunden der IOUs an der Finanzierung des gesamten „Renewable Energy Program“ beteiligt sind, werden Boni nur für den Verkauf grünen Stroms an ehemalige Kunden der IOUs gewährt. Die IOUs selbst sind nicht berechtigt, für ihre grünen Stromangebote den Bonus zu beanspruchen, da ein unabhängiger grüner Strommarkt gefördert werden soll.

Der Bonus wird gezahlt, wenn

- der Stromlieferant bei der CEC registriert ist,
- nachgewiesen wird, dass der verkaufte Strom auf Basis der zugelassenen regenerativen Erzeugungstechnologien/Energieträger erzeugt wurde,
- der regenerative Strom nicht von EVU produziert wird,
- die regenerative Stromerzeugungsanlage in Kalifornien installiert ist,⁴⁴
- der Bonus an die Kunden weitergeben wurde.

Während Verkäufe an Haushalts- und kleine Gewerbekunden zu 100% bonusberechtigt sind, werden die Bonuszahlungen für Stromverkäufe an Großkunden auf 1.000 US-\$ jährlich limitiert. Insgesamt stehen von den 75,6 Mio. US-\$ für diese Kundengruppe nur 15 Mio. US-\$ zur Verfügung. Die Höhe der Bonuszahlungen (Tabelle 36) wurde seit der Einführung sukzessive gesenkt, da die Nachfrage nach grünem Strom extrem anstieg und die zur Verfügung stehenden Mittel ohne die Senkung relativ schnell ausgeschöpft worden wären.

Tabelle 36: Bonuszahlung für regenerativen Strombezug - Kalifornien; 1998–2001; US-cents/kWh –

Zeit	Bonushöhe (US-cents/kWh)
01/98-11/99	1,50
12/99-06/00	1,25
07/00-12/00	1,00
01/01-06/01	1,00
07/01-12/01	k.A.

Quelle: CEC.

⁴⁴ Auch „out-of-state“ Erzeuger können sich registrieren lassen, haben aber keinen Anspruch auf die Prämie, wenn die Erzeugungsanlage nicht in Kalifornien installiert ist.

21 Unternehmen haben sich bei der California Energy Commission als Regenerativstromanbieter registrieren lassen, zwei davon sind kommunale Unternehmen (SMUD, LADWP), die nicht berechtigt sind, für ihre Produkte die Bonuszahlung zu erhalten. Insgesamt bieten die potentiell berechtigten Unternehmen 31 verschiedene grüne Stromprodukte an, die sich insbesondere in der Zusammensetzung der eingesetzten Erzeugungstechnologien/Energieträger und dem Anteil neuer Erzeugungsanlagen unterscheiden.

Neun der registrierten Unternehmen haben das Gütesiegel *Green-e* erworben, das bescheinigt, dass mindestens 50% des gelieferten Stroms aus anerkannten erneuerbaren Energiequellen stammen.⁴⁵ Das Siegel ist jedoch nicht Voraussetzung für den Erhalt der Bonuszahlung.

2.4.6 Entwicklung des grünen Strommarktes

Kunden können grünen Strom auf zwei Wege beziehen: Zum einen können sie freiwillig einen (unabhängigen) grünen Stromlieferanten wählen oder sich an *green-pricing* Programmen ihres bisherigen EltVU beteiligen.⁴⁶

2.4.6.1 Freiwilliger Markt für grünen Strom

Märkte für grünen Strom existieren in Kalifornien und weiteren vier US-Bundesstaaten: Connecticut, Maine, New Jersey und Pennsylvania (Swezey/Bird [2000]; Stand Juli 2000). Obwohl in Kalifornien die gesetzliche Grundlage der Marktliberalisierung nur für die IOUs verbindlich ist, haben einige kommunalen Unternehmen wie SMUD ebenfalls ihre Versorgungsgebiete geöffnet und ihren Kunden die freie Versorgerwahl ermöglicht. Kunden im Versorgungsgebiet des LADWP ist eine freie Versorgerwahl hingegen verwehrt.

Zwei Jahre nach Marktöffnung in Kalifornien haben 2,2% der Kunden ihren Versorger gewechselt (1,8% der Haushaltskunden, 4,1% der Kunden in den Sektoren Gewerbe, Handel, Dienstleistung und 20% der Industriekunden). Fast alle der 160.000 Haushaltskunden, die den Stromlieferanten wechselten, erhalten grünen Strom.

Die durchschnittlichen Mehrzahlungen, die von den grünen Stromhändlern zu Beginn der Marktöffnung in Rechnung gestellt wurden, betrugen 1,1-2,5 US-cents/kWh. Durch die Förderzahlungen im Rahmen des „Renewable Energy Program“ sanken die Angebotspreise für regenerativen Strom in der Folge zum Teil sogar unter die Preise konventioneller Stromprodukte. Dadurch lassen sich die gestiegene Anzahl von Kunden, die ihren Versorger wechseln, sowie die starken Zuwächse auf dem Markt für grünen Strom erklären.

Rund 80% des in Kalifornien angebotenen grünen Stroms stammt aus geothermischer Energie. Der Anteil von Biomasse beträgt ca. 10%, auf Kleinwasserkraft, Wind und sonstige Energieträger entfallen die restlichen 10%.

Grüne Stromlieferanten können ihren Strom entweder direkt von den Erzeugern (bilateraler Handel) beziehen oder über einen Handelsplatz für regenerativen Strom (Automated Power Exchange -

⁴⁵ Anerkannte erneuerbare Energieträger sind in Kalifornien installierten Anlagen auf Basis solarer Strahlungsenergie, Wind, Geothermie, feste Biomasse, Altreifenverbrennung, Müllverbrennung, Deponiegas und Wasserkraft aus mit einer installierten Kapazität von maximal 30 MW.

⁴⁶ Einen frühen Überblick über den gesamten grünen Strommarkt in Kalifornien bieten Wiser/Pickle (1998).

Green Power Market – APX-GPM). APX-GPM startete im April 1998 als Zusatzprodukt auf einem Handelsplatz für konventionellen Strom.

Auf dem APX-GPM wurden bis Mai 1999 physische Stromlieferverträge gehandelt, wobei nur Strom zugelassen war, der von der CEC als regenerativ anerkannt wird. Die kürzeste Lieferperiode betrug eine Stunde, Gebote konnten für bis zu eine Woche im Voraus abgegeben werden. Handelsabschluss für eine Transaktion war 2 Stunden 20 Minuten vor Lieferzeitpunkt, so dass auch Windkraftanlagenbetreiber mit einem hohen Maß an Verlässlichkeit den APX-GPM nutzen konnten. Die Prämie⁴⁷ für grünen Strom im Zeitraum von Juli 1998 bis Mai 1999 betrug rund 0,7 US-cents/kWh in Spitzenlastperioden und fast 1 US-cents/kWh in Schwachlastperioden (Pepper [2000]).

Im Mai 1999 wurde das Handelssystem auf Zertifikate umgestellt. Die physische Stromlieferung wird wie konventioneller Strom über den konventionellen APX-Handelsplatz gehandelt, der Umweltbonus (die „Grünheit“) des regenerativen Stroms wird über den APX Green Ticket Market (APX-GTM) gehandelt. Dadurch wird erreicht, dass regenerative Stromanbieter auch in Stunden geringer Nachfrage nach grünem Strom ihren Strom absetzen können und ein Zertifikat erhalten. Das Zertifikat, das für ihre Erzeugung und den damit verbundenen Umweltbonus ausgestellt wird, brauchen sie nicht zeitgleich abzusetzen, sondern können es innerhalb des laufenden Jahres vermarkten. Basierend auf den gemessenen Einspeisungswerten stellt die APX die Zertifikate aus. Voraussetzung für die Teilnahme an der APX-GTM ist die Registrierung bei der CEC. Der Handel läuft elektronisch.

Die Zertifikate werden differenziert nach Technologie (Biomasse, Geothermie, Deponiegas, Wasserkraft bis = 30 MW, solare Strahlungsenergie, Wind und Mischtechnologien), Baujahr (vor/nach 26. September 1996) sowie CEC-Prämienfähigkeit. Dadurch wird der Markt in eine Vielzahl von Teilmärkten aufgesplittet. Die durchschnittlichen Preise auf ausgesuchten Teilmärkten liegen zwischen 0,14-2,1 US-cents/kWh (Tabelle 37).

**Tabelle 37: Durchschnittliche Preise für Zertifikate
- Kalifornien; Mai 1999 – April 2000; US-cents/kWh –**

Typ	Handelsvolumen	Durchschnitts- preis	Höchstpreis	Tiefstpreis
	GWh	US-cents/kWh	US-cents/kWh	US-cents/kWh
Mischtyp	214,7	0,14	0,60	0,02
Geothermie	390,2	0,31	0,53	0,03
Biomasse	35,1	0,31	0,86	0,13
Wasser (max. 30 MW)	3,6	0,60	0,85	0,03
Biomasse-Neu	3,0	0,50	0,98	0,20
Wind-Neu	1,4	2,10	3,00	0,90

Quelle: Pepper (2000).

Zertifikate für Strom aus neuen Windkraftanlagen, die prämienberechtigt sind, weisen einen durchschnittlichen Preis von 2,1 US-cents/kWh auf. Dies ist durch die hohe Nachfrage nach Windstromzertifikaten zu erklären, die dadurch zustande kommt, dass sich einige Regenerativstromanbieter

⁴⁷ Die Prämie für die „Grünheit“ des Stroms wird berechnet, indem von den APX-GPM-Preisen der Preis für die Stromeigenschaft (gemessen an den Strompreisen auf der kalifornischen Strombörse-CalPX) abgezogen werden.

freiwillig verpflichtet haben, einen bestimmten Anteil Strom aus neuen Anlagen zu verkaufen und das Angebot neuer Anlagen noch sehr gering ist.

Entwicklung des freiwilligen Marktes für grünen Strom

In Zukunft wird sich das Wachstum des freiwilligen Marktes für grünen Strom verlangsamen. Zum einen sind die gesamten zur Verfügung stehenden Mittel für die Kundenboni, die von der CEC gezahlt werden, beschränkt. Diese Zahlungen sind der Hauptgrund für die gestiegene Nachfrage. Um weiterhin allen Kunden, die grünen Strom beziehen wollen, eine Bonuszahlung zusichern zu können, wird sie vermutlich gesenkt werden. Dies hat jedoch zur Folge, dass der relative Preisvorteil der regenerativen Stromerzeugung gegenüber konventioneller Stromerzeugung abnimmt und c.p. weniger Kunden grünen Strom nachfragen werden.

Die relative Vorteilhaftigkeit grüner Stromangebote richtet sich jedoch auch nach der Entwicklung des allgemeinen Strompreisniveaus. Bleibt das Strompreisniveau in Kalifornien mittelfristig auf einem hohen Niveau, so wird regenerativer Strom zwar zunehmend konkurrenzfähiger, aber die beschränkt zur Verfügung stehende Kapazität der regenerativen Anlagen wird dann eine angebotsseitige Marktentwicklungsbarriere darstellen. Ob und wie weit diese längerfristig bestehen bleibt, hängt u.a. von der Erwartung über die künftige Strompreisentwicklung, die Fortführung der Fördermechanismen und die Verfügbarkeit von Standortgenehmigungen für neue Anlagen ab.

Auswirkungen der Strommarktkrise auf den grünen Strommarkt

Der kalifornische Strommarkt ist zur Zeit durch erhebliche Turbulenzen geprägt. Unter anderem aufgrund von hohen Strompreisen auf Großhandelsebene und den regulierungsbedingt fixierten Endverbraucherpreisen, kommt es zu Versorgungsengpässen, die z.T. zu Versorgungsunterbrechungen führen.⁴⁸ Die hohen Strompreise auf Großhandelsebene haben auch Auswirkungen auf den Markt für regenerativen Strom. Die grünen Stromlieferanten beziehen ihren Strom z.T. von Großhändlern, und falls sie ihre Bezüge nicht über langfristige Verträge abgesichert sind, steigen auch für sie die Einkaufspreise. Für die regenerativen Stromanbieter stellt sich (wie für die konventionellen Stromproduzenten) die Frage, in welchem Umfang sie sich gegenüber Strompreisschwankungen durch langfristige Verträge absichern sollen. Eine andere Möglichkeit der Risikoabsicherung wären Verkaufsverträge mit gleichen Fristen wie die Einkaufsverträge, unterbrechbare Verträge oder der Einsatz von Derivaten (*futures, options* etc.).

Als negative Beispiele lassen sich u.a. zwei Unternehmen identifizieren. Da z.B. der Stromlieferant *Go-Green* sich nicht über langfristige Bezugsverträge abgesichert hatte, kam er in Zahlungsschwierigkeiten und wurde zahlungsunfähig. Die Kunden von *Go-Green* wurden an ihre alten EVU zurückverwiesen. Auch einem Großteil der Kunden von *Green Mountain Energy Company* wurde gekündigt und sie wurden an den ursprünglichen Versorger verwiesen.

2.4.6.2 Green-Pricing-Programme

In den USA hat zur Zeit rund ein Drittel aller Stromverbraucher die Möglichkeit, regenerativ erzeugten Strom im Rahmen von *green-pricing* Programmen zu kaufen. In Kalifornien boten im Juli 2000 sechs EVU *green-pricing* Programme an.⁴⁹

⁴⁸ Siehe für eine Darstellung der Gründe und Folgen z.B. Kumkar (2001), Borenstein (2001) und die darin zitierte Literatur.

⁴⁹ US-weit bieten rund 100 Unternehmen *green-pricing* Programme an.

Die Beteiligungsraten bei den *green-pricing* Programmen liegt im Durchschnitt knapp unter 1%. Während in den Anfängen der *green-pricing* Programme zu Beginn bis Mitte der 1990er Jahre eine Vielzahl von Ausgestaltungsformen unterschieden werden konnte, haben sich mittlerweile erzeugungs-basierte Programme im Gegensatz zu Fondsmodellen durchgesetzt. Bei den energiebasier-ten/lieferbezogenen Programmen können Kunden für einen bestimmten Anteil ihres Strom- verbrauchs (bis maximal 100%) freiwillig eine Prämie (Aufschlag) auf ihren normalen Strompreis bezahlen, der für den Bezug regenerativen Stroms verwendet wird. Im folgenden werden die *green-pricing* Programme der beiden großen kommunalen EVU kurz beschrieben.

Los Angeles Department of Water and Power (LADWP)

Im Mai 1999 startete LADWP das Programm „*Power for a Green L.A.*“, in dessen Rahmen Kun- den 20% ihres Stromverbrauchs (im Durchschnitt rund 100 kWh pro Monat) über regenerativen Strom decken können. Der Preis beträgt 3 US-\$/Monat (im Durchschnitt 3 US-cents/kWh). LADWP bezieht den grünen Strom über die APX, über Bezugsverträge mit Windkraftanlagen- betreibern und aus einer eigenen Deponiegasanlage. Zusätzlich liefert LADWP den Kunden kos- tenlose Energieeffizienzberatung. Bis April 2000 haben 31.000 Kunden das Angebot wahrgenom- men, was einer überdurchschnittlichen Beteiligungsquote von 2,3% entspricht.

Ende 2000 hat LADWP angekündigt, Zertifikate für grünen Strom zu verkaufen. Im Gegensatz zu dem Programm „*Green Power for a Green L.A.*“, an dem nur Kunden von LADWP teilnehmen konnten, ist das Zertifikatprogramm für alle Kunden offen, da die Lieferung der Zertifikate nicht an die Lieferung von Elektrizität gebunden ist. Ein Zertifikat wird für einen Preis von 5 US-\$ ange- boten. Die über den Verkauf von Zertifikaten generierten Mittel sollen für den Kauf von Strom auf Basis erneuerbarer Energieträger verwendet werden. Die genaue Mittelverwendung und Informati- onen über eine Kontrolle der Verwendung dieser Spenden sind zur Zeit nicht erhältlich.

Sacramento Municipal Utility District (SMUD)

Im Rahmen des „*Greenery*“ Programmes können Kunden bis zu 100% ihres Stromverbrauchs für einen Mehrpreis von 1 US-cent/kWh aus regenerativen Quellen beziehen. Bis März 2000 haben 1,4% der SMUD-Kunden diese Option gewählt.

Bei dem SMUD-Zuschußprogrammen (*PV-Pioneer*) bezahlen die Kunden einen fixen Beitrag in einen Fonds, dessen Mittel von SMUD für die Entwicklung regenerativer Stromerzeugungsanlagen verwendet werden. Mit Hilfe der *PV-Pioneer* Programme I und II konnten seit 1993 über 1,5 MW Photovoltaikanlagen installiert werden.

2.5 Fazit

Solange die externen Kosten konventioneller Stromerzeugung nicht vollständig internalisiert sind, ist eine separate Förderung regenerativer Stromerzeugung gerechtfertigt. Dabei kann auf verschie- dene Modelle zurückgegriffen werden. Neben garantierten Einspeisungsvergütungen ohne wettbe- werbliche Vergabe (Erneuerbare-Energien-Gesetz in Deutschland) können im Rahmen von Aus- schreibungswettbewerben unterschiedliche Zahlungen ausgelobt werden:

- Prämien- und Bonuszahlungen (Kalifornien). Hierbei handelt es sich ebenso wie bei einer Steuerbefreiung regenerativer Stromerzeugung (Niederlande ab 2001) um ein preisgesteuertes Modell, in dem die Mengenentwicklung u.a. von der Höhe der Prämie abhängt;
- garantierte Vergütungen im Rahmen von langfristigen Einspeisungsverträgen (England/Wales: 1991-1998). Dieses Ausschreibungsmodell ist ebenso wie das Quotenmodell (Niederlande 1998-2000; England/Wales ab 2002) als mengenbasiertes Modell zu charakterisieren. Dabei

wird von staatlicher Seite eine bestimmte Menge regenerativer Stromerzeugung bzw. Kapazität vorgeschrieben und der Preis für die Förderung passt sich entsprechend an.

Sowohl in Kalifornien als auch in den Niederlanden wird zur Förderung zumeist eine Kombination von Instrumenten eingesetzt. Während in Kalifornien bei der Auswahl der Förderinstrumente zwischen existierenden und neuen regenerativen Erzeugungsanlagen differenziert wird, werden Alt- und Neuanlagen in dem englisch/walisischen und dem niederländischen Quotenmodelle gleichbehandelt. Auch der neue Fördermechanismus in den Niederlanden ab 2001 (Erhöhung der Steuer auf konventionell erzeugten Strom und gleichzeitige Steuerbefreiung regenerativer Stromerzeugung) unterscheidet nicht nach Zeitpunkt der Errichtung der Anlage.

Als Tendenz lässt sich eine Entwicklung zur Zertifizierung regenerativer Stromerzeugung erkennen. Die Zertifikate dienen entweder im Rahmen der Steuerbefreiung oder im Rahmen eines Quotenmodells als Nachweis für die „Grünheit“ der Stromproduktion, die eine Steuerbefreiung nach sich zieht bzw. als Nachweis für die Erfüllung der Quotenverpflichtung. Die Zertifizierung basiert auf der Idee der Trennung der physischen Stromeigenschaft regenerativer Erzeugung, die sich nicht von konventionellem Strom im Grundsatz unterscheidet, und der „Grünheit“ des Stroms, die gefördert werden soll.

Gemeinsam ist den neueren Förderinstrumenten in den untersuchten Ländern, dass die regenerativen Stromerzeuger eigenständig für die Vermarktung ihres Stroms verantwortlich sind. Sowohl im Quotenmodell als auch im kalifornischen Prämiensystem erhalten nur diejenigen Erzeuger eine Förderung, die ihren Strom auf dem konventionellen Strommarkt absetzen konnten. Dies ist eine positive Entwicklung in Hinblick auf die marktwirtschaftliche Ausrichtung der Förderung ohne dass die Förderwirkung eingeschränkt würde.

Kritisch ist anzumerken, dass die Förderbeiträge zumeist nur an den Kosten regenerativer Stromerzeugung anknüpfen und die unterschiedlichen (positiven) Umweltbeiträge der einzelnen regenerativen Energieträger/Erzeugungstechnologien keinen bzw. geringen Einfluss auf die Förderhöhe haben.

3 Energieeffizienz/Demand-Side-Management

Vor der Marktliberalisierung führten die Elektrizitätsversorgungsunternehmen eine Vielzahl von unterschiedlichen Programmen zu Förderung effizienter Energienutzung durch. Die daraus zumeist resultierenden Mehrkosten konnten sie im Rahmen der Strompreisaufsicht auf die Kunden überwälzen. Mit der Marktöffnung entfällt diese Finanzierungsmöglichkeit, so dass die Unternehmen ihre Aktivitäten stark eingeschränkten.

Der Einfluss der Liberalisierung auf die Entwicklung der Förderung von Energieeffizienzmaßnahmen wird in folgenden Ländern untersucht:

- Kalifornien,
- England/Wales,
- Dänemark.

3.1 Kalifornien

In Kalifornien sowie in den gesamten USA wurden die ersten Energieeffizienzmaßnahmen und Demand-Side Management (DSM) Programme als Reaktion auf die beiden Ölpreiskrisen 1973/74 und 1979/80 initiiert. Hohe Energiepreise, steigende Kapitalkosten, positive Nachfrageerwartungen sowie zunehmendes Umweltbewusstsein machten Energieeinsparinvestitionen wirtschaftlich, so

dass es kaum äußerer Anreize für die Energieversorgungsunternehmen (EVU) bedurfte, DSM-Aktivitäten zu starten (vgl. z.B. Drillisch [1996]). Mit fallenden Energiepreisen in den 1980er Jahren reduzierten sich die durch Einsparmaßnahmen vermeidbaren Kosten und somit sank der privatwirtschaftliche Anreiz, Energie einzusparen. Die kosteneffektivsten Programme waren bereits implementiert und darüber hinaus kehrte die in den USA vorherrschende rate-of-return-Regulierung die Anreize um, (Kapazitäts-)Einsparprogramme durchzuführen.

Die Aufsichts- und Regulierungsbehörden entschlossen sich, den EVU Anreize für Einsparprogramme zu gewähren, um weiterhin Energieeinsparungen zu erzielen. Die Kompensation von direkten und indirekten Kosten für DSM Programme wurde eingeführt. Dadurch erfuhren DSM Programme erneuten Aufschwung. In den Jahren 1993 und 1994 beliefen sich die Ausgaben der kalifornischen IOUs auf rund 400 Mio. US-\$ jährlich, in den Folgejahren sanken sie jedoch erheblich. Obwohl den EVUs bis zur vollständigen Liberalisierung im Jahr 1998 Kosten für bestimmte DSM Programme im Rahmen der Preisaufsicht durch die California Public Utilities Commission (CPUC) zugestanden wurden,⁵⁰ ist der Rückgang auf die Unsicherheit zurückzuführen, die mit der Einführung der neuen Wettbewerbsbedingungen auf dem kalifornischen Strommarkt entstand.

3.1.1 Förderung der Energieeffizienzmaßnahmen/DSM unter Wettbewerbsbedingungen

Im Liberalisierungsgesetz (Assembly Bill AB 1890) wurden den IOUs Auflagen für den finanziellen Umfang der Energieeffizienzprogramme auferlegt. Insgesamt müssen die IOUs im Zeitraum von vier Jahren rund 870 Mio. US-\$ in Energieeffizienz und –einsparmaßnahmen investieren (Tabelle 38). Jährlich stehen so rund 230 Mio. US-\$ zur Verfügung.

Tabelle 38: Budgets der IOUs für Energieeffizienzmaßnahmen – Kalifornien; 1998-2001; Mio. US-\$ -

	1998	1999	2000	2001	Summe
	Mio. US-\$	Mio. US-\$	Mio. US-\$	Mio. US-\$	Mio. US-\$
SDG&E	32	32	32	32	128
SCE	90	90	90	50	320
PG&E	106	106	106	106	424
Summe	228	228	228	188	872

Quelle: CEC.

Die Ausgaben werden von der CPUC kontrolliert und dürfen über einen verbrauchsabhängigen Aufschlag auf die Strom- und Gasrechnungen (*public goods charge*) der Kunden finanziert werden.

Die IOUs müssen einen jährlichen Bericht über die geplanten Energieeffizienzmaßnahmen bei der CPUC einreichen und eine Bewilligung erhalten. Die IOUs führen Programme hauptsächlich in den folgenden Kategorien durch:

- Beleuchtung und Anwendungsbereich,
- Raumwärme-, Lüftungs- und Kühlsysteme,
- Motoren,
- Baubereich (Altbausanierung und Neubau).

Neben spezifischen IOU-Programmen gibt es übergreifende Projekte (state-wide projects), in denen verschiedene IOUs ihre Projektaktivitäten koordinieren und zusammenarbeiten.

⁵⁰ Pacific Gas & Electric reduzierte seine gesamten DSM-Ausgaben im Jahr 1995 um rund ein Drittel gegenüber dem Vorjahr, so dass nur die Hälfte des genehmigten Budgets ausgeschöpft wurde.

1999 wurden im Rahmen der Energieeffizienzprogramme der IOUs in Kalifornien rund 786 GWh Strom eingespart, was nach Angaben der CPUC einer Kapazität von rund 160 MW Spitzenlast entspricht. Für das Jahr 2000 wird mit Einsparungen in Höhe von rund 1.000 GWh Strom (rund 175 MW Spitzenlastkapazität) gerechnet.⁵¹

Ein Zusatzprogramm mit einem Volumen von 72 Mio. US-\$, das im Sommer 2000 aufgrund der Kapazitätsverknappung initiiert wurde, soll Einsparungen in Höhe von 226 GWh (67 MW Spitzenlastkapazität) bis Ende des Jahres 2001 erbringen. Die Finanzierung erfolgte über unausgeschöpfte Mittel aus dem Fonds für Energieeffizienz der Jahre 1998 und 1999.

3.1.2 Programme der öffentlichen Versorgerunternehmen

Ebenso wie die IOUs werden die im öffentlichen Besitz befindlichen Versorgungsunternehmen (*publicly owned utilities – POU*s) durch den AB 1890 faktisch verpflichtet, einen Aufschlag auf die Stromrechnung ihrer Kunden zu erheben, mit dem sogenannte „*public benefit programs*“ finanziert werden sollen. Der Prozentsatz, der nicht explizit im AB 1890 festgeschrieben ist, beträgt nach Empfehlung der Vereinigung der POUs 2,85% der gesamten Erlöse. Diesen Satz wendet der Großteil der POUs an. Die so ermittelten Budgets werden eingesetzt zur Förderung von (Tabelle 39):

- Energieeffizienzmaßnahmen und Demand-Side Management,
- öffentlichen Informationsprogrammen,
- einkommensschwachen Stromabnehmern,
- Forschungs-, Entwicklungs- und Demonstrationsvorhaben,
- Erneuerbare Energien.

Tabelle 39: Budgets der POUs für Energieeffizienzmaßnahmen – Kalifornien; 1999; Mio. US-\$, % -

	Mio. US-\$	%
Energieeffizienz-Maßnahmen	41,9	41%
Einkommensschwache Stromabnehmer	35,8	35%
Erneuerbare Energien	9,2	9%
Forschung, Entwicklung, Demonstration	10,2	10%
Öffentliche Information	5,1	5%
Summe	102,3	100%

Quelle: CEC.

3.1.3 Zukünftige Förderung von Energieeffizienzmaßnahmen

AB 1890 erlaubt die Finanzierung der Energieeffizienzmaßnahmen der IOU durch die *public goods charge (PGC)* bis zum Ende des Jahres 2001. Im September 2000 wurde ein Gesetz verabschiedet (Assembly Bill 995), das die Finanzierung von Energieeffizienzmaßnahmen durch einen Aufschlag auf die Strom- und Gasrechnungen der Endverbraucher um zehn Jahre bis Ende des Jahres 2011 verlängert. Den IOUs sollen erneut spezifische Beträge in US-Dollar vorgeschrieben werden, die sie für Energieeffizienzmaßnahmen ausgeben müssen. Ihre Höhe richtet sich nach den Sätzen für das Jahr 2000, soll jedoch jährlich abhängig vom Stromverbrauchswachstum und/oder der Inflationsrate angepasst werden. Längerfristiges Ziel der Politik ist es, einen Markt für Energiedienstleistungen aufzubauen.

⁵¹ 1999 wurden zusätzlich 15 Mio. therms Gas eingespart (rund 440 GWh). Mit diesen Einsparungen wird auch im Jahr 2000 gerechnet.

3.1.4 Beurteilung der Energieeffizienzmaßnahmen in Kalifornien

Die Verpflichtung, bestimmte Energieeffizienzprogramme durchzuführen, wobei die Kosten auf die Stromrechnungen aller Verbraucher aufgeschlagen werden, unterscheidet sich kaum von den vormals monopolistischen Rahmenbedingungen. Ein Großteil der Probleme der Regulierung von Energieeffizienzmaßnahmen bleiben in Kalifornien auch weiterhin bestehen, u.a.:

- die korrekte Messung der notwendigen Ausgaben für kosteneffektive Programme,
- die Prüfungsmethoden der Regierungsbehörden für diese Kosten,
- die Methodik zur Ermittlung der Kosteneffektivität,
- die Zulassung von Quersubventionierungen zwischen Programmteilnehmern und Nicht-Teilnehmern,
- die Frage, ob Versorgungsunternehmen die effizientesten Anbieter von Energiesparmaßnahmen sind,
- die Frage, ob eine *command-and-control* Regulierung ein effizientes Mittel zum Abbau von Marktbarrieren und -hemmnissen ist,
- Behinderung des Aufbaus eines Energiesparmarktes.

Ein effizienter Energieeinsatz in Kalifornien wird jedoch besonders durch die Einfrierung der Elektrizitätspreise auf der Endverbraucherstufe behindert. Den Kunden werden über den Preis nicht die entscheidenden Knappheitssignale signalisiert. Auch eine unzureichende lastabhängige Differenzierung der Preise führt dazu, dass in Spitzenlastzeiten kein Anreiz gesetzt wird, die Nachfrage zu vermindern und ggf. in Perioden niedrigerer Nachfrage zu verschieben.

Das kalifornische EPRI-Institut hat in einer Studie ermittelt, dass durch verbrauchszeitgerechte Abrechnung ausgesuchter Verbrauchergruppen bereits eine Reduktion der Spitzenlastnachfrage um 2,5% erzielt worden wäre. Diese Reduktion hätte zum einen zu einer Verringerung der Großhandelsmarktpreise um rund 24% geführt (EPRI [2000]). Zum anderen könnten längerfristig notwendige Spitzenlastkapazitäten abgebaut werden und der bestehende Kraftwerkspark effizienter ausgelastet werden.

3.2 England/Wales

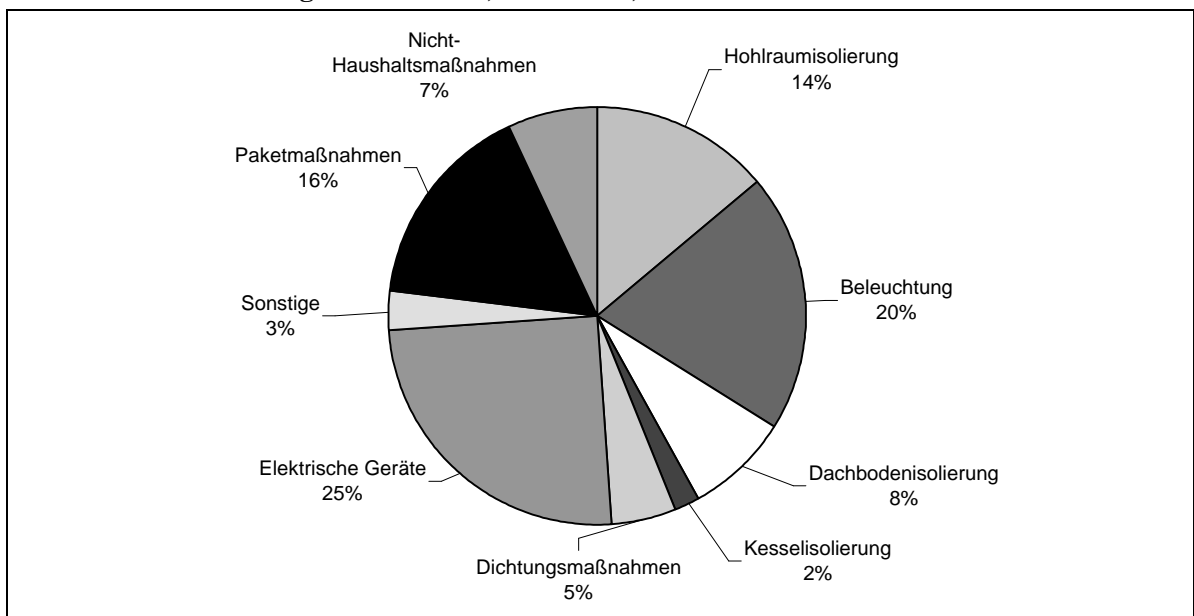
Vor der Liberalisierung des englisch/walisischen Strommarktes unterhielten die privaten Versorgungsunternehmen (*Regional Electricity Companies – RECs*) Beratungszentren, in denen nicht nur primäre Beratungsleistungen vergeben wurden, sondern auch elektrische Geräte verkauft wurden. Mit Einführung des Wettbewerbs wurden diese Zentren weitestgehend geschlossen.

Die Förderung von Energieeffizienzmaßnahmen wurde zunächst von 1994 bis 1998 über sogenannte *Standards of Performance in Energy Efficiency (SOP-EE)* durchgeführt. Den englisch/walisischen RECS wurde vorgeschrieben, bestimmte Stromeinsparziele zu erreichen. Zur Finanzierung der Einsparmaßnahmen auf der Nachfrageseite wurde den Versorgungsunternehmen innerhalb der Tarifgenehmigungsverfahren (*Supply Price Control*) zugebilligt, eine *special allowance* in Höhe von ca. £ 1 pro Tarifkunde⁵² und Jahr zunächst für den Zeitraum von 1994 bis 1998 zu erheben. Zur Durchführung und Überwachung der *standards of performance* wurde 1992 der *Energy Saving Trust (EST)* als private, *non-profit* Organisation gegründet. Der EST wird durch Aufgaben innerhalb der SoP und durch direkte Zahlungen des UK-Department of the Environment finanziert.

Entwicklung der Standards of Performance für Energieeffizienz 1994-1998 (SoP 1)

Die Ermittlung der konkreten Einsparungsvorgaben für die Versorgungsunternehmen erfolgte in einem mehrstufigen Verfahren.⁵³ Zunächst wurde ein Set von einzelnen Energieeffizienzmaßnahmen ausgewählt, die von den RECs durchgeführt werden können. Im Anschluss wurde die durchschnittliche Menge der zu erwartenden Einsparungen pro ausgesuchter Energieeffizienzmaßnahme mit Hilfe eines Modells ermittelt. Anschließend wurden die Kosten einzelner Maßnahmen, bezogen auf die Einsparung einer kWh, geschätzt. Über die Aufstellung eines exemplarischen Mix von Maßnahmen (**Abbildung 38**) wurden die durchschnittlich zu erwartenden Gesamtkosten der Einsparung einer kWh in Höhe von 1,65 p_{UK}/kWh abgeleitet. Die Division der auf Grund der *special allowance* erzielten Einnahmen eines Versorgungsunternehmens durch die durchschnittlichen Einsparkosten ergab das Einsparziel für das betreffende Unternehmen. Insgesamt betrug das Einsparziel über alle Unternehmen rund 6,1 TWh im Zeitraum von 15 Jahren.

Abbildung 38: Exemplarischer Maßnahmen-Mix der Standard of Performance – England & Wales; 1994-1998; % -



Quelle: EST (1993).

Ergebnisse der Standards of Performance 1994-1998

Insgesamt wurden Projekte initiiert, die zu Nettoeinsparungen in Höhe von rund 6,8 TWh über einen Zeitraum von 15 Jahren führen sollen. Somit wurde die angestrebte Zielmenge um 11,5% übertroffen. Isolierungsmaßnahmen (Kerndämmung und Dachisolierungen) hatten erheblichen Anteil an den insgesamt erzielten Einsparungen. Zu über 90% wurden die Maßnahmen im Haushaltskundenbereich durchgeführt. Die durchschnittlichen Einsparkosten betragen im Zeitraum von 1994-1998 rund 1,7 p_{UK}/kWh und liegen deutlich unter den Kosten für die Stromerzeugung. Aus Kundensicht reduzierten sich die Kosten für den Energieverbrauch über den gesamten Zeitraum um £ 411 Mio. Insgesamt werden die dem Programm zuzuordnenden monetären Nettoeinsparungen

⁵² Tarifikunden waren ab 1994 Kunden mit einer Last von unter 100 kW.

⁵³ Für eine detaillierte Darstellung der Ermittlung siehe u.a. Drillisch/Riechmann (1997) und die darin zitierten Quellen.

mit £ 250 Mio. angegeben. Hinzuzurechnen sind weitere £ 80 Mio., die aufgrund von Komfortsteigerungen erzielt wurden (OFGEM 2001).

Fortsetzung der Standards of Performance: SoP 2 und SoP 3

Die ersten Standards of Performance waren bis Ende März 1998 terminiert. Aufgrund des Erfolges des Systems wurde jedoch beschlossen, eine zweite Runde der Standard of Performance (SoP 2) durchzuführen. Mit Hilfe weiterer Energieeffizienzmaßnahmen im Strombereich sollten so im Zeitraum von April 1998 bis März 2000 zusätzlich rund 2,7 TWh Elektrizität eingespart werden (Tabelle 40). Über die Abgabe in Höhe von £ 1 pro Jahr und Kunde werden rund £ 48 Mio. Finanzmittel erhoben. Neben den Haushaltskunden wurden bei den SoP 2 zusätzlich alle Kunden mit einer Abnahme von unter 12.000 kWh/a in die Finanzierung eingebunden (innerhalb der SoP 1 wurden nur Haushaltskunden belastet).

Tabelle 40: Ziele und Finanzierung der Standard of Performance 2 – England/Wales; 1998-2000; Mio. £, GWh -

	Einnahmen	Ziel
	Mio. £	GWh
Eastern	5,8	332
East Midlands	4,3	238
London	3,5	188
Manweb	2,5	137
Midlands	4,2	246
Northern	2,5	153
NORWEB	4,1	223
SEEBOARD	3,7	220
Southern	4,9	274
SWALEC	1,8	100
South Western	2,4	150
Yorkshire	3,9	208
Hydro-Electric	1,2	59
Scottish Power	3,3	185
Summe	48,1	2713

Quelle: OFFER (1998).

Im Juli 1999 veröffentlichte OFGEM ein Consultation Document, in dem Vorschläge über die Fortführung der SoP ab dem 1. April 2000 unterbreitet wurden. Nach einer grundlegenden Entscheidung über die Ausgestaltung im Oktober 1999 (OFGEM [1999]), wurde die endgültige Verfahrensweise im März 2000 veröffentlicht (OFGEM [2000b]). Die wesentlichen Merkmale der Standards of Performance 3 (2000-2002) sind:

- individuelle Energieeffizienzziele müssen sowohl von Strom- (rund 5 TWh) als auch von Gasversorgungsunternehmen (rund 6,2 TWh) erreicht werden⁵⁴,
- die Kosten für die Programme werden über einen Aufschlag auf die Kundenrechnungen in Höhe von £ 1,2 finanziert,
- Gültigkeitsdauer vom 1. April 2000 bis zum 31. März 2002,
- den Unternehmen wird ein Ermessungsspielraum für die speziellen Maßnahmen, die sie durchführen wollen, zugestanden, bei der Implementierung von Projekten sind jedoch sozial schwächere Kunden besonders zu berücksichtigen,

54

Im Rahmen der SoP 1 und SoP 2 sind nur die Elektrizitätsversorgungsunternehmen berücksichtigt.

- die Maßnahmen müssen zusätzlich zu den im Rahmen der SoP 1 und SoP 2 durchgeführten Projekten implementiert werden,
- unterliegt ein Versorgungsunternehmen sowohl einem Gas- als auch einem Elektrizitätseinsparziel, dürfen maximal 25% der Ziele durch Brennstoffsubstitutionsprogramme erreicht werden.

Alle Strom- und Gasversorgungsunternehmen werden von den SoP 3 erfasst, ausgenommen sind nur Unternehmen mit einer Kundenzahl, die unter 50.000 liegt, es sei denn, sie fungieren als *second tier supplier*⁵⁵, der mit einem *public electricity supplier* (PES) verbunden ist. Die Ausnahme wird durch fehlende Skalenerträge bei Kleinstversorgern begründet, die das Erreichen von Einsparzielen übermäßig kostenintensiv machen würde. Die Einsparungsvorgaben der Unternehmen richten sich nach der Anzahl ihrer Kunden. Als Grundlage für die Einsparziele dient die durchschnittliche Anzahl von Kunden, die innerhalb von Erhebungen jeweils im September der Jahre 1999 und 2000 ermittelt wurden (Tabelle 41).

Tabelle 41: Zielwerte für SoP 3 in Abhängigkeit der Kundenanzahl

Anzahl Kunden Mio.	Elektrizität		Gas	
	Zielwert	Ziel	Zielwert	Ziel
	kWh/Kunde	GWh	kWh/Kunde	GWh
0,05	155	8	229	12
0,1	163	16	241	24
0,25	174	44	257	64
0,5	183	91	268	134
1	191	191	280	280
2	199	399	292	584
3	204	613	299	897
5	210	1.052	308	1.539
10	219	2.188	320	3.195
15	223	3.356	326	4.897

Quelle: OFGEM (2000b).

Insgesamt sollen Investitionen im Energieeffizienzbereich in Höhe von rund £ 110 Mio. induziert werden. Während OFGEM für die Regulierung und etwaige Strafzahlungen im Falle von Nichterreichen der Ziele zuständig ist, kommt dem Energy Saving Trust eine tragende Rolle bei der Verwaltung der Standards zu. Dies umfasst sowohl die Auswertung der Energieeinsparprognosen aus den Plänen, die von den Unternehmen zur Zulassung vorgelegt wurden, als auch Beratungsleistung bei der Aufstellung der Unternehmenspläne.

Der Utilities Act vom Sommer 2000 sieht die Einführung neuer SoP 4 im Bereich der Elektrizitäts- und Gaswirtschaft ab dem 1. April 2002 vor.

3.3 Dänemark

Im Jahr 1996 erließ das dänische Umwelt- und Energieministerium einen neuen Energieplan „Energi 21“ (DMoEE [1996]). Darin wurde festgelegt, dass die dänischen CO₂-Emissionen im Jahr 2005 um 20% gegenüber den Werten von 1988 gesenkt werden sollen. Der Förderung einer effizienten Energienutzung wird dabei eine wichtige Rolle zugeschrieben. Im Sommer 1999 wurde ei-

⁵⁵ Eine *second tier supply license* ist sowohl für unabhängige Erzeuger ohne angestammtes Versorgungsgebiet als auch für PES, die Kunden außerhalb des angestammten Versorgungsgebietes zu beliefern wollen, erforderlich.

ne Aktualisierung des Energieplans von 1996 vorgenommen (DMoEE [1999]), in dem der effizienten Energienutzung Priorität eingeräumt wird.

Energieeffizienzmaßnahmen werden in Dänemark über mehrere Wege unterstützt, u.a. durch:

- Einrichtung eines Elektrizitätssparfonds für den öffentlichen und den Haushaltssektor,
- Energie-Audit-Vorschriften im Gebäudebereich (Wohngebäude, öffentliche Gebäude, Gebäude des Handels- und des Dienstleistungsgewerbes),
- Energieverbrauchsvorschriften für Neubauten,
- Informationsverbreitung für Altbau-Modernisierungsprojekte,
- Labelling-Kampagne für Stromverbrauchsgeräte,
- finanzielle Investitionshilfen für die Entwicklung und das Marketing von neuen, energieeffizienten Fensterverglasungen,
- Steuerermäßigungen für Industrieunternehmen, die Energieeffizienzmaßnahmen durchführen
- Direkte Subventionshilfe für Industrie- und Handelsunternehmen.⁵⁶

Im folgenden wird die Förderung von Energieeffizienzmaßnahmen über den Elektrizitätssparfonds näher analysiert.

3.3.1 Der dänische Elektrizitätssparfonds

Mit der Verabschiedung des Gesetzes zum Elektrizitätssparfonds (Elsparefonden) Ende 1996 wurde ein zentraler Fonds zur Förderung von Energieeffizienzmaßnahmen im öffentlichen sowie im privaten Haushaltssektor eingerichtet.⁵⁷ Die personelle Besetzung des Fonds umfasst Mitglieder aller betroffenen Gesellschaftsgruppen, womit eine ausgewogene Interessensabwägung erfolgen kann.

Die Programme des Stromsparfonds sollen über einen Zeitraum von 10 Jahren zu Einsparungen in Höhe von insgesamt rund 750 GWh führen. Dies entspricht einer durchschnittlichen Einsparungen beim Stromverbrauch bei Haushalten und im öffentlichen Sektor von rund 6%.

3.3.1.1 Mittelverwendung

Die Programme des Stromsparfonds richten sich auf zwei Schwerpunkte (vgl. im folgenden Wortmann/Menges [2000]):

- Substitution von Stromheizungen durch Fernwärme oder Erdgasheizungen,
- Entwicklung, Marketing, Beschaffung und Nutzung energieeffizienter elektrischer Geräte.

Die Mittel werden über öffentliche Ausschreibungen oder Anträge vergeben.

Programm: Substitution von Stromheizungen

In den ersten Jahren war Ziel der Programme, Stromheizungen durch Fernwärme oder erdgasbasierte Heizsysteme zu substituieren. Dabei wurde ein mehrstufiges Vorgehen gewählt.

Zunächst wurden Fernwärmewerke aufgefordert, neuen Kunden für ein bestehendes Fernwärmenetz die Anschlussgebühren zu erlassen. Fernwärmewerke sind u.a. dann dazu bereit, wenn es sich

⁵⁶ Bis zu 30% einer Investition in Energieeffizienzmaßnahmen werden als Zuschüsse aus dem allg. Steuerbudget gewährt (für kleinere Unternehmen kann der Zuschuß bis zu 40% betragen). Insgesamt war geplant, DKK 1,8 Mrd. für diese Förderung zur Verfügung zu stellen.

⁵⁷ Nähere Informationen bietet: www.elsparefonden.dk.

um Kunden handelt, deren Zahlungen für Anschlusskosten nicht in der ursprünglichen Kalkulation eingeplant waren. Durch ihre Wärmeabnahme können so zusätzliche Deckungsbeiträge erwirtschaftet werden. Ein Erlass der Anschlusskosten bildet einen Kostenvorteil für potentielle Umstellungskunden in Höhe von rund 15.000 DKK.

In einem zweiten Schritt haben die betroffenen Fernwärmewerke in Zusammenarbeit mit dem Stromsparfonds auf Basis öffentlicher Ausschreibungen Rahmenvereinbarungen mit Installationsunternehmen über den Einbau von Abnahmeeinrichtungen für Fernwärme abgeschlossen. Aufgrund der realisierbaren *economies-of-scale* ergaben sich aus Kundensicht Einsparungen zwischen 10.000-15.000 DKK.

Abschließend gewährte der Stromsparfonds umstellungswilligen Kunden einen Zuschuss in Höhe von rund 5.000 DKK pro Wohnung und rund 80 DKK /m².

Aufgrund der Förderung durch den Stromsparfonds, den Erlass der Anschlussgebühren sowie die reduzierten Installationskosten sanken die gesamten Umstellungskosten aus Kundensicht um 50-75%. Eine Amortisation der verbleibenden Kosten über die niedrigeren Heizkosten war zumeist innerhalb von wenigen Jahren möglich.

Im Jahr 1998 wurden die Stromheizungen von rund 4.000 Wohnungen im Rahmen des Programmes durch Fernwärme oder gasbasierte Heizsysteme substituiert. Die Förderung betrug dabei insgesamt rund 20 Mio. DKK. Die spezifischen CO₂-Minderungskosten beliefen sich dabei auf rund 67 DKK/t CO₂, was als sehr kostengünstig bewertet werden kann.

Programm: Energieeffiziente Stromverbrauchsgeräte

Zielgruppen für Programme zum Kauf von energieeffizienten Stromverbrauchsgeräten sind hauptsächlich Großekäufer wie z.B. Wohnungsbaugesellschaften aber nicht Nutzer.

Umgesetzt wird dieses Programm durch

- Selbstverpflichtungen von Wohnungsbaugesellschaften und Behörden,
- kollektivem Einkauf von Geräten initiiert durch den Fonds, wodurch erhebliche Preisreduktionen aufgrund der Größenvorteile erzielt werden können,
- positive Öffentlichkeitspräsentation der teilnehmenden Institutionen/Unternehmen durch den Stromsparfonds.

3.3.1.2 Finanzierung

Im ersten Jahr 1997 wurde der Stromsparfonds aus allgemeinen Haushaltsmitteln in Höhe von rund 50 Mio. DKK⁵⁸ finanziert. Seit 1998 ist das Budget des Stromsparfonds an das Aufkommen der Stromsteuer gekoppelt (Abschnitt 1.2). 0,006 DKK/kWh der Stromsteuer werden an den Fonds abgeführt, was zu einem Fondsvolumen von rund 90 Mio. DKK jährlich führt. Seit Beginn des Jahres 2001 wurde das Budgets des Fonds jedoch auf 60 Mio. DKK reduziert.

Für das Jahr 2001 sind u.a. folgende Arbeitsschwerpunkte vorgesehen:

- Fortsetzung der Bemühungen um die Substitution von Stromheizsystemen,
- Zentrale Einkaufsprogramme,
- Einsparungen im Beleuchtungsbereich,

⁵⁸ DKK 100 entsprechen ca. DM 26,50.

— Vermeidung von Stand-by Verlusten.

3.3.2 Energieeinspargesetz

Im Sommer 2000 trat zusätzlich das dänische Energieeinspargesetz in Kraft. Ziel des Gesetzes ist es u.a., Energieeinsparaktivitäten eine vorrangige Stellung einzuräumen sowie die Zusammenarbeit und Koordination von Einsparmaßnahmen zwischen EVU untereinander und EVU und Verbrauchern zu stärken. Dem Energieminister wird die Befugnis eingeräumt, Pläne und Ziele für Energieeinsparmaßnahmen in allen Sektoren der dänischen Volkswirtschaft aufzustellen sowie weitere Kennzeichnungspflichten für Energieverbrauchsgeräte zu implementieren.

Durch das Gesetz werden u.a. alle Energieversorgungsunternehmen verpflichtet, Verbrauchern Energieeininformationen unentgeltlich zur Verfügung zu stellen. Des Weiteren wird dem Energieminister eine Preisaufsicht für die EVU eingeräumt. Bei der Preisgestaltung sind die EVUs angehalten, die Aufteilung zwischen Grund- und Arbeitspreis so zu wählen, dass ein ausreichender Anreiz zum effizienten Energieeinsatz signalisiert wird.

3.4 Fazit

Die Erfahrungen der untersuchten Länder zeigen, dass zumeist den Energieversorgungsunternehmen zur Auflage gemacht wird, bestimmte Energieeinsparziele zu erreichen (England/Wales) bzw. Ausgaben für Energieeffizienzprogramme zu tätigen (Kalifornien). Finanziert werden die Kosten für die Programme über einen Aufschlag auf die Energierechnungen der Endverbraucher. Um auf die im Rahmen der Regulierung zugebilligten Finanzmittel für diese Programme zurückgreifen zu können, benötigen die Unternehmen für die geplanten Effizienzprogramme die Bewilligung einer unabhängigen Institution. Dies hat einen erheblichen Verwaltungsaufwand zur Folge, was die Transaktionskosten dieser Förderung erheblich erhöht. In Dänemark werden Energieeffizienzmaßnahmen über eine Vielzahl von Mechanismen gefördert. Die Finanzierung erfolgt dabei zu einem Teil aus den Steuereinkünften aus der Energie-/CO₂-Steuer.

Erhebliche Potentiale im Bereich der effizienten Energienutzung bleiben jedoch auch aufgrund der vereinfachten Mess- und Abrechnungsverfahren ungenutzt. In Zukunft könnte eine Preissenkung der Messgeräte eine verbrauchsnahere Abrechnung kostengünstiger werden lassen, so dass mehr Verbraucher zeitnahe Preissignale zur Umstellung ihrer Verbrauchsgewohnheiten empfangen können. In Kombination mit einer Internalisierung der externen Kosten der Stromerzeugung (z.B. durch eine Besteuerung oder durch Emissionsobergrenzen) kann sich dann ein unabhängiger Markt für Energiedienstleistungen entwickeln, der eine Ausschöpfung der Einsparpotentiale ohne zusätzliche Administration von Fördermitteln ermöglicht.

4 Kraft-Wärme-Kopplung

Die gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme (Kraft-Wärme-Kopplung, KWK) ist bei Erfüllung bestimmter technischer Mindestanforderungen und Verwendung CO₂-armer Energieträger mit geringeren Emissionen verbunden als die getrennte Erzeugung von Strom in Kondensationskraftwerken und Wärme in Heizkesseln. Daher kann die Ausweitung der KWK zu Emissionsminderung und Klimaschutz beitragen.

Angesichts der Öffnung der Energiemärkte interessiert zunächst, ob die KWK hierdurch eher behindert oder befördert wird. Unabhängig davon kann eine staatliche Förderung der KWK aus Klimaschutzgründen erfolgen. [Abschnitt 4.1](#) skizziert zunächst die Determinanten der Wirtschaftlichkeit von KWK unter Berücksichtigung der Liberalisierung. [Abschnitt 4.2](#) charakterisiert die um-

weltpolitischen Rahmenbedingungen der KWK in ausgewählten Ländern. [Abschnitt 4.3](#) fasst die Ländererfahrungen zusammen und zieht Schlussfolgerungen.

4.1 Liberalisierung und Wirtschaftlichkeit der KWK

Durch die Einführung des Wettbewerbs im Strommarkt sind die Erzeugerpreise für Strom spürbar gesunken.⁵⁹ Die gesunkenen Strompreise und -erlöse gehen einher mit Kapazitätsbereinigungen im gesamten Kraftwerksbereich. Hiervon ist natürlich auch die Kraft-Wärme-Kopplung betroffen. Aufgrund ihres zweiten Standbeins auf dem Wärmemarkt sowie ihres (potenziellen) Netzkostenvorteils (s.u.) sind KWK-Anlagen von den wettbewerbsbedingt reduzierten Stromerlösen jedoch systematisch weniger stark betroffen als die Kraftwerke zur reinen Stromerzeugung.⁶⁰ Nachfolgend werden die wesentlichen Determinanten der Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen kurz erläutert.

Die Wirtschaftlichkeit der KWK hängt insbesondere ab von i) den Investitions- bzw. Kapitalkosten der Anlage, ii) den Brennstoffkosten und iii) den Strom- und Wärmeerlösen bzw., bei Betrieb der KWK-Anlage für den Eigenbedarf, den vermiedenen Kosten des (alternativen) Strombezugs und der (alternativen) Wärmeproduktion. Die Koppelung der Strom- und Wärmeerzeugung führt im Vergleich zur getrennten Erzeugung zu einer verbesserten Energieausnutzung und damit einem Brennstoffkostenvorteil. Dieser wird durch höhere Kapitalkosten erkaufte. Daher gilt für die KWK, wie für andere Energieeinspartetechnologien, dass sie durch ein höheres Brennstoffpreisniveau, z.B. aufgrund von Energie- oder Emissionssteuern, begünstigt wird.

Aufgrund ihres vergleichsweise hohen Kapitalkostenanteils werden KWK-Anlagen ausgehend vom jeweils lokal gegebenen Wärmebedarf zumeist so ausgelegt, dass sie möglichst hohe Ausnutzungsdauern realisieren, d.h. die Wärmegrundlast decken.⁶¹ Dies begünstigt Anwendungen mit kontinuierlichem Wärmebedarf. Weiterhin steigt die Wirtschaftlichkeit von KWK mit der Höhe des Wärmebedarfs, da die Kapitalkosten mit steigender Anlagengröße durch Kostendegression immer weniger ins Gewicht fallen. Wirtschaftlich besonders attraktive KWK-Anwendungen finden sich daher insbesondere in der Prozesswärme benötigenden Industrie.

Die Auslegung von KWK-Anlagen zur Deckung der Wärmegrundlast bedeutet, dass auch Strom hauptsächlich zur Grundlastdeckung produziert wird. Damit wird durch KWK nur vergleichsweise kostengünstiger Strombezug vermieden. Der zusätzliche, aus dem Netz zu beziehende Spitzenlaststrom ist dagegen teurer. Dies und die meist für den gesamten elektrischen Arbeits- und Leistungsbedarf erforderliche Bestellung von Reservevorhaltung sind bei der kostenmäßigen Bewertung von KWK zu berücksichtigen. Demgegenüber steht der Vorteil der dezentralen Stromerzeugung. Im Grundsatz ist Strom umso wertvoller, je tiefer die Spannungsebene seiner Erzeugung. Der Grund

⁵⁹ In Deutschland haben sich die Strompreise frei Kraftwerk (ohne Netzkosten) seit der Marktöffnung größenordnungsmäßig halbiert.

⁶⁰ So gibt es in Deutschland neben Stilllegungen und Drosselungen an einer Reihe von industriellen und fernwärmeorientierten Standorten KWK-Anlagen, die Ende 1999 in Betrieb gegangen sind, sich im Bau befinden oder für die der Genehmigungsantrag eingereicht worden ist. Zusammen handelt es sich um eine elektrische KWK-Leistung von mehr als 2000 MW, die fast ausschließlich auf dem Energieträger Erdgas beruht. Auch wenn diese Anlagen zum großen Teil vorhandene KWK-Kraftwerke ersetzen, ergibt sich insgesamt ein deutlicher elektrischer Nettoleistungszugewinn von über 1000 MW, da insbesondere industrielle Kraftwerke mit wesentlich geringerer Stromkennziffer und damit elektrischer Leistung stillgelegt werden (Starrmann 2000). Die Entwicklung in Großbritannien, wo die Liberalisierung 1990 als erstes begann, weist einen ganz ähnlichen Trend auf ([Abschnitt 4.2.4](#)).

liegt in der Vermeidung der Nutzung höherer Spannungsebenen und entsprechenden Infrastrukturkosten. Dieser Vorteil kommt dem dezentralen KWK-Stromerzeuger durch die im liberalisierten Markt festzulegenden Regeln der Netznutzung und Netznutzungsentgelte zugute, die sich an einer verursachungsgerechten Zuordnung der Netzkosten orientieren sollten.⁶² Darum, und aufgrund der Wärmeerlöse der KWK, ist im liberalisierten Strommarkt mittel bis längerfristig insgesamt eine positive KWK-Entwicklung zu erwarten.⁶³ Insgesamt sind die aktuelle Situation der KWK in Deutschland und ihre Entwicklungsperspektiven auf dem liberalisierten Strommarkt generell nicht so schlecht wie dies in der öffentlichen Diskussion oft dargestellt wird.

4.2 Rahmenbedingungen der KWK in ausgewählten Ländern

Mit Blick auf die Liberalisierung der Energiemärkte sowie die Umwelt- und Klimaschutzpolitik werden im folgenden einige wesentliche Rahmenbedingungen skizziert, die den in Teil I Abschnitt 4.3 dargestellten Entwicklungen der Kraft-Wärme-Kopplung in Dänemark, den Niederlanden, Finnland und im Vereinigten Königreich zugrunde liegen.

4.2.1 Dänemark

Dänemark weist mit rund 50% den in der EU höchsten Anteil der Kraft-Wärme-Kopplung an der Stromerzeugung auf. Da in Dänemark vergleichsweise wenig energieintensive Industrie angesiedelt ist, handelt es sich zum überwiegenden Teil um fernwärmeorientierte KWK. Der Ausbau der Fernwärme auf KWK-Basis über die vergangenen 25 Jahre beruht in Dänemark weitgehend auf der staatlichen Forcierung dieser Technik durch eine Kombination aus gesetzgeberischen Maßnahmen, administrativen Maßnahmen und preislichen Anreizen.

Diese Entwicklung ist auch vor dem Hintergrund der zu Beginn der 70er Jahre mit über 90% extremen Ölimportabhängigkeit Dänemarks zu sehen. Daher wurde nach den Ölpreiskrisen 1973 und 1979 von staatlicher Seite noch wesentlich stärkerer energiepolitischer Handlungsbedarf gesehen als in anderen Ländern. Der erste nationale Energieplan (DE76) wurde 1976 vorrangig mit Blick auf das Ziel der Versorgungssicherheit formuliert. Anvisiert wurde die Einführung von Energiesteuern sowie des Energy Planning mit dem konkreten Ziel, bis 1995 ein Viertel des Wärmebedarfs in den Städten auf der Basis von Kraft-Wärme-Kopplung zu produzieren: Seit 1979 wurde der Ausbau der Fernwärme auf der Grundlage des Wärmeplan-Gesetzes (Heat Supply Act, 1979) vorangetrieben, auf dessen Grundlage von den Kommunen Fernwärme- und Gasvorranggebiete ausgewiesen und der Anschluss von Verbrauchern an Fernwärme- oder Erdgasnetze erzwungen wurde. Seit den frühen 80er Jahren wurde kein neues Kraftwerk mehr zugelassen, das nicht in der Lage war, Wärme auszukoppeln und in Fernwärmenetze einzuspeisen. Die durch die fernwärmebasierte KWK-Einführung bedingten Mehrkosten der Energieversorgung wurden auf die Wärmepreise umgelegt. Im Fernwärmebereich ist das dänische KWK-Potenzial inzwischen weitgehend ausge-

⁶¹ Die Spitzen der Wärmenachfrage werden von Heizkesseln mit geringen Kapitalkosten abgefahren.

⁶² Im Falle der dezentralen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen ist die „Netzgutschrift“ aufgrund des in der Regel vergleichsweise großen Wirtschaftlichkeitsabstandes zur Verbrennung fossiler Brennstoffe weniger bedeutsam als bei KWK. Außerdem wird bei stark fluktuierender Stromeinspeisung aufgrund der erforderlichen Reservevorhaltung nur bedingt Erzeugungs- und Übertragungskapazität eingespart.

⁶³ Nach Simulationsrechnungen zur längerfristigen KWK-Entwicklung unter Wettbewerbsbedingungen ist für Deutschland bis 2020 etwa eine Verdopplung der Stromerzeugung aus KWK zu erwarten, die hauptsächlich auf dem Ersatz bestehender Anlagen durch neue Anlagen mit höherer Stromkennziffer beruht (Starrmann 2001).

schöpft. Ein weiterer Ausbau der KWK aus Umwelt- und Klimaschutzgründen kann noch im Industriebereich erfolgen (COGEN [1999]).

Im Jahr 1990 wurde beschlossen, alle Heizwerke größer 1MW bis 1998 in KWK-Anlagen umzurüsten. Dabei war für KWK-Anlagen außerhalb von Gasvorranggebieten Biobrennstoffe verpflichtend. Die Umrüstung geschah in drei Phasen: 1990-1994 wurden zunächst die großen kohlegefeuerten Fernheizwerke auf Erdgas und KWK umgerüstet. 1994-1996 wurden die restlichen kohlegefeuerten Heizwerke umgerüstet und die mittleren gasgefeuerten Anlagen mit KWK nachgerüstet. 1996-1998 schließlich wurden die kleinen Anlagen umgerüstet und die Müllverbrennungsanlagen mit KWK nachgerüstet. Im Rahmen dieses KWK-Umwandlungsprogramms wurden Investitionszuschüsse gewährt, wenn die Maßnahmen auf der Wärmeseite zu Preissteigerungen führten. Im Zeitraum 1992-1996 wurden jährlich 50 Mio. DKK (13 Mio. DM) gezahlt. Darüber hinaus gibt es seit 1992 diverse die KWK begünstigende Zuschüsse. Für kleine und Industrie-KWK-Anlagen auf Erdgas- oder Abfallbasis wurden Zuschüsse für die Einspeisung ins Netz von 100 DKK/MWh gezahlt, die seit 1997 auf 70 DKK/MWh reduziert wurden. Für Demonstrationsanlagen auf Biogas-, Stroh-, oder Holzbasis wurden zusätzliche Zuschüsse von 170 DKK/MWh gezahlt. Zur Errichtung neuer Fernwärmenetze werden Investitionsdarlehen vergeben. Um die Anschlussdichte bestehender Fernwärmenetze zu erhöhen, werden Investitionszuschüsse zur Einrichtung von Zentralheizungssystemen vergeben. Für den Zeitraum von 1993-2002 wurden hierfür 150 Mio. DKK jährlich vorgesehen. Mit Ausdehnung der ökologischen Steuerreform auf das produzierende Gewerbe werden seit 1996 rund 40% des Steueraufkommens von 2,6 Mrd. DKK für industrielle KWK zurückgeführt (Mez et. al. [1999]).

Die Energiemarktliberalisierung hat die insgesamt stark regulierte dänische Wärme- und Stromversorgung einem erheblichen Veränderungsdruck ausgesetzt und eine Neuorganisation erforderlich gemacht. Im Juni 1999 wurde ein neues Stromversorgungsgesetz erlassen. Eckpfeiler des Gesetzes sind

- freier Netzzugang für Dritte,
- Entbündelung von Stromerzeugung, Netzbetrieb und Stromverkauf,
- Gründung einer unabhängigen Regulierungsbehörde,
- die vorübergehende Beibehaltung des gegenwärtigen Schutzes der Stromversorgung auf Basis der dezentralen KWK und erneuerbarer Energien durch vorrangige Abnahme seitens des Netzbetreibers sowie garantierte Abnahmepreise und Subventionen.

Die garantierten Abnahmevergütungen werden nicht länger aus Steuermitteln sondern über Aufschläge auf die Netznutzungsentgelte finanziert. Ob dies längerfristig Bestand haben wird, bleibt abzuwarten. Das jüngste Urteil des Europäischen Gerichtshof vom 20.3.2001, wonach das ähnlich strukturierte ehemalige deutsche Stromeinspeisungsgesetz keine staatliche Beihilfe darstellt, und dem Umweltschutz in diesem Fall Vorrang gegenüber dem freien Warenverkehr in der EU eingeräumt wird, lässt dies möglich erscheinen.

4.2.2 Niederlande

Die Niederlande weisen mit rund 40% den nach Dänemark zweithöchsten Anteil der Kraft-Wärme-Kopplung an der Stromerzeugung in der EU auf. Die schnelle Ausweitung der KWK ist auf eine intensive staatliche Förderung in Kombination mit einem vergleichsweise wettbewerblich orientierten Ordnungsrahmen zurückzuführen.

Im Jahr 1987 wurde das erste Programm zur KWK-Förderung aufgelegt, das u.a. Investitionszuschüsse, einen speziellen Tarif für Gas sowie einen Festpreis für Einspeisung von KWK-Strom ins Netz beinhaltete. Hinzu kam die Gründung des KWK-Projektbüros Warmte/Kracht (PW/K). Bemerkenswert ist die bereits 1989 im Niederländischen Elektrizitätsgesetz festgelegte Trennung zwischen Stromproduktion, -transport und regionaler Versorgung, womit eine grundlegende Voraussetzung für Wettbewerb im Stromsektor geschaffen war. Im Rahmen dieses Gesetzes wurden die Netzbetreiber verpflichtet, Strom aus KWK-Anlagen abzunehmen und in Höhe der „vermiedenen Kosten“ zu vergüten. Diese Vergütung wurde verbindlich festgesetzt mit dem sog. Poolpreis der zentralen niederländischen Erzeuger, der deren Vollkosten widerspiegelt. Dadurch wurde ein starker und schneller KWK-Zubau ausgelöst. Während die niederländische KWK-Kapazität 1993 noch 3 GW (elektrisch) betrug, hatte sie sich nach vorläufigen Schätzungen von COGEN Netherlands bis Ende 1997 auf 7,5 GW erhöht. Von Euroelectric (2000) werden für 1998 8,7 GW angegeben, was rund 40% der gesamten Nettokraftwerksleistung entspricht. Von den 8,7 GW KWK-Kapazität entfallen 4,5 GW auf die öffentliche Versorgung, 3,2 GW auf industrielle Anlagen und 1,0 GW auf sonstige (dezentrale) Anlagen.

Infolge der KWK-Strom begünstigenden Einspeisevergütung hatten sich im niederländischen Kraftwerkspark bereits Anfang der 90er Jahre Überkapazitäten abgezeichnet. Die Regierung reagierte darauf 1994 mit einem Moratorium, das den Zubau konventioneller Kraftwerke unterband. Die bis dahin gewährten Zuschüsse in Höhe von 17,5% der KWK-Investitionskosten wurden gestrichen. Aufgrund der nach wie vor für KWK attraktiven Einspeiseregulation kam die Investitionstätigkeit in KWK jedoch nicht zum Erliegen. Im Dritten Weißbuch der niederländischen Energiepolitik 1996 wurde die Entwicklung der KWK von der Regierung als besonders erfolgreich bewertet und für 2020 ein Kapazitätsziel von 14 GW anvisiert.

Im Jahr 1998 trat ein neues Elektrizitätsgesetz in Kraft, das neben der Trennung von Stromerzeugung, Stromübertragung und -verkauf explizit den diskriminierungsfreien Netzzugang beinhaltet und damit den Strommarkt erzeugungsseitig weitgehend öffnete. Lediglich KWK-Kapazitäten unter 2 MW (elektrisch) bleiben bislang durch garantierte Einspeisevergütungen unter Schutz. Das neue Tarifsystem der Stromübertragung unterscheidet System-, Transport- und Anschlusskosten. Hierbei wird über die „Systemkosten“ ein Teil der Infrastrukturkosten des Netzes auf sämtliche produzierten Kilowattstunden Strom umgelegt. Dagegen sind die „Transportkosten“ gemäß des sog. Kaskadenprinzips umso geringer, je tiefer die Spannungsebene der Stromerzeugung. Bei dezentraler Erzeugung und Eigenverbrauch werden keine Transportdienstleistungen in Anspruch genommen und es fallen dementsprechend keine Transportkosten an. Die großen, direkt an das nationale Hochspannungsnetz angeschlossenen zentralen Stromerzeuger tragen rund 25% der Kosten dieses Netzes. Hieraus resultiert für die dezentrale Stromerzeugung ein (Netz-) Kostenvorteil von etwa 0,35 ct_{NLG}/kWh⁶⁴ gegenüber den zentralen Erzeugern (ECN [2000]).

Liberalisierungsbedingt wird die weitere KWK-Entwicklung in den Niederlanden vielfach als unsicher bewertet, für den Industriebereich wird jedoch ein weiterer deutlichen KWK-Zubau erwartet.

4.2.3 Finnland

In Finnland beträgt der Anteil der Kraft-Wärme-Kopplung an der Stromerzeugung rund ein Drittel. Von der finnischen Energiestatistik (Energy Statistics [2000]) werden für 1999 24,8 TWh KWK-Stromerzeugung (ohne Kondensationsstrom) ausgewiesen, was 32% der gesamten Stromerzeugung

⁶⁴ Dies entspricht 0,16 cents_€/kWh.

von 77,8 TWh entspricht. Die KWK-Stromerzeugung entfällt zu etwa gleichen Teilen auf Industrie (12,0 TWh) und Fernwärme (12,8 TWh). Für den Beginn des Jahres 2000 wird für die industrielle KWK eine elektrische Kapazität von 6,6 GW angegeben. Von diesen 6,6 GW entfallen 2,8 GW auf industrielle Anlagen und 3,8 GW auf die öffentliche Versorgung.

Im Unterschied zu Dänemark und den Niederlanden hat sich der hohe KWK-Anteil in Finnland weitgehend ohne staatliche Unterstützung entwickelt. Ein Grund hierfür liegt in der industriellen Struktur Finnlands, insbesondere der energieintensiven Holz- und Papierindustrie des waldreichen Landes. Über die letzten 10 Jahre ist die industrielle KWK-Stromerzeugung kontinuierlich von 7,7 TWh (1990) auf 12,0 TWh (1999) angestiegen. Dabei hat sich der KWK-Anteil an der gesamten industriellen Stromerzeugung von rund 24 auf rund 29% erhöht. Für die Jahre 2000-2002 werden von der finnischen Energiestatistik in Bau befindliche oder genehmigte industrielle KWK-Neukapazitäten von 412 MW (elektrisch) angegeben. Aufgrund des erwarteten Wachstums der holzverarbeitenden Industrien prognostiziert die Internationale Energie Agentur (IEA) ein Ausbau der industriellen KWK um 900 MW bis zum Jahr 2010 (IEA [2000]).

Durch die langen Winter ist Fernwärme infolge höherer Jahresbenutzungsstunden in Finnland profitabler als in anderen europäischen Ländern. Für die großen Städte wurden Fernwärmenetze in den 50er und 60er Jahren gebaut. Nach der ersten Ölkrise folgten kleinere Städte und Ortschaften. Heute gibt es knapp 160 Fernwärmekraftwerke und über 200 Wärmeversorger. Rund die Hälfte des finnischen Raumwärmebedarfs wird von Fernwärme bedient. Knapp $\frac{3}{4}$ hiervon werden in KWK produziert. Dieser Anteil ist seit der Energiemarktliberalisierung in Finnland 1995 im wesentlichen konstant geblieben. Absolut ist die Fernwärmeproduktion über die letzten 10 Jahre von 24,1 TWh (1990) auf 30,4 TWh (1999) angestiegen. Noch immer findet ein Ausbau der Fernwärmenetze statt. Für die Jahre 2000-2002 werden von der finnischen Energiestatistik in Bau befindliche oder genehmigte Neukapazität für fernwärmeorientierte KWK von 109 MW (elektrisch) angegeben.

Angesichts der marktgetriebenen Entwicklung der KWK spielt in Finnland eine umweltpolitisch motivierte KWK-Förderung nur eine untergeordnete Rolle.

4.2.4 Vereinigtes Königreich

Im Vereinigten Königreich kann seit dem dortigen Beginn der Strommarktöffnung 1990 auf die längste Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung im liberalisierten Markt zurückgeblückt werden. Mit rund 20 TWh oder 6% der gesamten Stromerzeugung im Jahr 1999 ist der KWK-Anteil zwar noch vergleichsweise gering. Beachtenswert ist jedoch der jüngste Anstieg. Im Jahr 1991 hatte der KWK-Anteil noch 11 TWh oder 3,6% der Stromerzeugung betragen. Dabei gibt es im Vereinigten Königreich praktisch keine Fernwärme. Die Entwicklung beruht neben Kleinanwendungen weitgehend auf industrieller KWK (DTI [2000a]).

Abgesehen von der Förderung der KWK auf Basis erneuerbarer Energien hat es bisher keine speziellen gesetzlichen Regelungen zur Förderung der KWK gegeben. Allerdings bestand und besteht eine indirekte Begünstigung durch Ausnahme der KWK vom Verbot des Zubaus gasgefeuerter Kraftwerkskapazität. Dieses Verbot wurde 1998 aufgrund des starken Anstiegs des Gasverbrauchs mit Blick auf Energieträgerdiversifizierung und Versorgungssicherheit im Rahmen der sog. „stricter consents policy“ beschlossen. KWK ist hiervon nicht betroffen, sofern bestimmte technische Mindeststandards erfüllt sind.

Im Rahmen ihres Klimaschutzprogramms strebt die Regierung die Erhöhung der KWK-Kapazität von heute rund 4,3 GW (elektrisch) auf 10 GW bis zum Jahr 2010 an. Um dieses Ziel zu erreichen,

sind eine Reihe von Maßnahmen angekündigt. Kernpunkt ist die Befreiung der KWK von der Klimaschutzabgabe, die zum April 2001 eingeführt werden soll. Voraussetzung für die Ausnahme der KWK von der Abgabe ist die Erfüllung bestimmter technischer Mindestvoraussetzungen, die von Größe und Typ der KWK-Anlagen abhängig sind (*good quality CHP*). Weiterhin sind ab April 2001 für Investitionen in Maschinen und Anlagen, die bestimmte Energieeffizienzkriterien erfüllen, darunter auch *good quality CHP*, verbesserte Abschreibungsmöglichkeiten (*enhanced capital allowances*) vorgesehen.

4.3 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Die Kraft-Wärme-Kopplung kann bei Erfüllung bestimmter Effizienzkriterien einen Beitrag zur Emissionsminderung leisten. Von daher kommt ihre Förderung aus Klimaschutzgründen in Betracht. Durch die Öffnung der Energiemärkte wird die KWK grundsätzlich eher begünstigt, da unter den Bedingungen des Wettbewerbs ihre ökonomischen Vorteile der Wärmeerlöse und der vermiedenen Netzkosten an Bedeutung gewinnen. Der letztere Vorteil kann natürlich nur insoweit zum Tragen kommen, wie er durch die im Rahmen der Strommarktliberalisierung festzulegenden Regeln der Netznutzung und Netznutzungsentgelte widergespiegelt wird. In der Übergangphase der Marktöffnung, die durch abgesenkte Strompreise und Kapazitätsbereinigungen im gesamten Kraftwerksbereich gekennzeichnet ist, sind auch KWK-Anlagen negativ betroffen, in der Tendenz jedoch weniger stark als die Kraftwerke zur reinen Stromerzeugung.

In den ausgewählten Ländern ist die Entwicklung der KWK durch sehr unterschiedliche Faktoren bestimmt worden. Die dänische KWK-Entwicklung ist weitgehend ordnungsrechtlich forciert worden, insbesondere durch den Anschlusszwang an Fernwärme. Der hohe KWK-Anteil in den Niederlanden hat sich hauptsächlich infolge einer hohen Einspeisevergütung in Verbindung mit einem vergleichsweise wettbewerbsorientierten Ordnungsrahmen entwickelt. Aufgrund der energieintensiven Industriestruktur Finnlands und klimatisch bedingt hat sich die KWK hier auch ohne besondere Förderung expansiv entwickelt. Der Anstieg der KWK-Stromerzeugung der letzten Jahre im Vereinigten Königreich weist auf die ökonomischen Vorteile der KWK in liberalisierten Märkten hin.

Die marktgetriebene Ausweitung der Kraft-Wärme-Kopplung, die primär im Bereich der industriellen KWK erwartet wird, beruht größtenteils auf der Ersetzung alter KWK-Anlagen durch leistungsstärkere neue Anlagen mit einem wesentlich größeren und damit auch umweltmäßig günstigeren Verhältnis von Strom- zu Wärmeproduktion auf der Basis des lokal gegebenen, oft leicht rückläufigen Wärmebedarfs. Der Neubau von Fernwärmenetzen wird aufgrund seiner hohen Kapitalintensität durch die Einführung des Wettbewerbs dagegen nicht begünstigt.

Wenn die Strom- und Wärmeerzeugung aus KWK-Anlagen gefördert werden soll, gibt es eine Vielzahl von Möglichkeiten und Anknüpfungspunkten. In jedem Fall ist es vorteilhaft, im Rahmen der Strommarktliberalisierung transparente Regeln der Netznutzung samt Netznutzungsentgelten festzulegen, so dass die ökonomischen und umweltmäßigen Vorteile der KWK sich unter gegebenen Rahmenbedingungen marktgetrieben stärker entfalten können.

Literaturverzeichnis zu Teil I

- Aberle, G.[1997], Editorial: ÖPNV – ein gewinnträchtiger Markt?, *Internationales Verkehrswesen*, Jg. 49, Heft 6.
- Brockmann, K., Stronik, M., Bergmann, H. (1999): *Emissionsrechtehandel – eine neue Perspektive für die deutsche Klimapolitik nach Kioto*, Schriftenreihe des Zentrums für Europäische Wirtschaftsforschung, Physica Verlag, Heidelberg 1999.
- COGEN (1998): *European Cogeneration Review 1999*, COGEN Europe (www.cogen.org) .
- COM (2000b): *Proposal for a Directive amending Directives 96/92/EC and 98/30/EC concerning common rules for the internal markets in electricity and natural gas (Unofficial Version)*, Published on March 13 2001 under <http://europa.eu.int/comm/energy/en/internal-market/int-market.html>.
- COM (2001a): *Completing the internal energy market*, Communication from the Commission to the Council and the European Parliament, published on March 13 2001 under <http://europa.eu.int/comm/energy/en/internal-market/int-market.html>.
- CRIEPI (1999): *Liberalisation of the Electricity Supply Industry – Evaluation of Reform Policies Policies; Central Research Institute of Electric Power Industry, CRIEPI-REPORT EY99002*, Tokyo 1999.
- DEA (1998): *Danish Energy Agency, Combined Heat and Power in Denmark, Version 1.0 August 1998* (www.ens.dk/pub/chp).
- DEA (2000): *Danish Energy Agency, Energy Statistics 1999* (www.ens.dk/uk/statistics).
- EIA (2000): *The changing structure of the electric power industry 1999: Merger and other corporate combinations*, Energy Information Administration, <http://www.eia.doe.gov>.
- Electricity Association (1998): *Electricity industry review 2* (1997).
- Electricity Association (1999): *Electricity industry review 3* (1998).
- Electricity Association (2000): *Electricity industry review 4* (1999).
- EU Energy (2001): *EU Energy – News and Analysis of the European Energy Sector*, Financial Times Energy, UK, Issues 2001.
- IEA: *Electricity Information* (verschiedene Jahrgänge).
- Kumkar, L. (2001): *Strommarkt Kalifornien: Ein Liberalisierungsmodell kämpft um das politische Überleben*, Kieler Arbeitspapier Nr. 1023, Kiel, Januar 2001.
- o. V. (1999): http://www.electricity.org.uk/uk_inds/how_work.html.
- o.V. (2000a): *The UK electricity system*, in: http://www.electricity.org.uk/uk_inds/how_work.html.
- o.V. (2000b): *Electricity companies in the United Kingdom – a brief chronology (April 2000)*, http://www.electricity.org.uk/about_ea/bic_pub/rep_is4.html.
- Riechmann, C. (1999): *Wettbewerb im Endverbrauchermarkt für Strom – Das Beispiel von England und Wales*, Oldenbourg Verlag, München 1999.
- Schnapp, R. (2001): *California's Electricity Situation*, Briefing for the staff of the U.S. House of Representatives, EIA, Washington, 9. Februar 2001.

- Siekmann, H. [2000], *Die Aufteilung der Finanzierungslasten des ÖPNV auf Benutzer, Nutznießer und Allgemeinheit*, S. 105-128 in: Püttner G. (Hrsg.), *ÖPNV in Bewegung – Konzepte, Probleme, Chancen*, Schriftenreihe der Gesellschaft für öffentliche Wirtschaft, Heft 46.
- SVR (2000): *Chancen auf einen höheren Wachstumspfad, Jahresgutachten 2000/01 des Sachverständigenrates zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung*, Stuttgart, Dezember 2000.
- Swedish National Energy Administration (versch. Jahrgänge): *Swedish Electricity Market*, <http://www.stem.se>.
- VDV [1999], *Verband Deutscher Verkehrsunternehmen (VDV), Jahresbericht 1999*, S. 24-26, *Nahverkehrsfinanzierung – quo vadis?*
- Welge, A. [1998], *Die Zukunft des ÖPNV aus städtischer Sicht*, S. 117-128 in: *Die zukünftige Rolle der Kommunen bei Verkehrs- und Versorgungsnetzen*, Schriftenreihe der Deutschen Verkehrswissenschaftlichen Gesellschaft e.V. (DVWG), Reihe B, B 213.

Literaturverzeichnis zu Teil II

- Arndt, H.-W./Heins, B. et al. (1998): *Ökosteuern auf dem Prüfstand der Nachhaltigkeit, Angewandte Umweltforschung, Band 13*, Berlin.
- Borenstein, S. (2001): *The Trouble With Electricity Markets (and some solutions)*, Power Working Paper 081, University of California, Berkeley, Januar 2001.
- CEC (1997): *Policy Report on AB 1890 Renewables Funding*, California Energy Commission, März 1997.
- COGEN (1999): *COGEN europe: European Cogeneration Review*, Brussels 1999 (www.cogen.org).
- DEA (2000): *Green Taxes for Trade and Industry – description and evaluation*, Dänische Energie Agentur, Kopenhagen, Juni 2000.
- DMoEE (1996): *Energy 21 - The Danish Government's Action Plan for Energy 1996*, Dänisches Ministerium für Umwelt und Energie, Kopenhagen.
- DMoEE (1999): *Follow-up on Energy 21 - Status of Energy Planning*, Dänisches Ministerium für Umwelt und Energie, Kopenhagen, Juni 1999.
- Drillisch, J. (1996): *Der Einfluß wettbewerblicher Strukturen in der US-Elektrizitätswirtschaft auf Demand-Side Management*; in: *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, Nr. 1/1996:37-52.
- Drillisch, J. (2001): *Quotenmodell für regenerative Stromerzeugung: Ein umweltpolitisches Instrument auf liberalisierten Elektrizitätsmärkten*, Schriften des Energiewirtschaftlichen Instituts, Band 57, München.
- Drillisch, J./Riechmann, C. (1997): *Umweltpolitische Instrumente in einem liberalisierten Strommarkt – Das Beispiel von England und Wales*, in: *Zeitschrift für Energiewirtschaft (ZfE)*, Heft 2/1997:137-162.
- DTI (1999): *New and Renewable Energy: Prospects for the 21st Century; Consultation Poaper*, Department of Trade and Industry, März 1999.
- DTI (2000a): *Digest of United Kingdom Energy Statistics 2000*, Department of Trade and Industry, The Stationary Office, London.
- DTI (2000b): *The Renewables Obligation – Preliminary Consultation; Department of Trade and Industry*, Oktober 2000.

- ECN (2000): Energie Markt Trends 2000, Energieonderzoek Centrum Nederland, Petten.*
- Energy Statistics (2000): Statistics Finland: Energy Statistics 1999, Helsinki 2000.*
- EPRI (2000): Study Shows Real-Time Pricing Can Reduce Energy Bills, Pressemitteilung, Palo Alto, 18. Dezember 2000.*
- EST (1993): Recommendations on the Standards of Performance in Energy Efficiency for the Regional Electricity Companies, London.*
- EU (1992): Vorschlag für eine Richtlinie zur Einführung einer Steuer auf Kohlendioxidemissionen und Energie, KOM(92) 226, Brüssel, 30. Juni 1992.*
- EU (1995): Geänderter Vorschlag für eine Richtlinie zur Einführung einer Steuer auf Kohlendioxidemissionen und Energie, KOM(95) 172 endg., Brüssel, 10. Mai 1995.*
- EU (1997): Vorschlag für eine Richtlinie zur Restrukturierung der gemeinschaftlichen Rahmenvorschriften zur Besteuerung von Energieerzeugnissen, KOM(97) 30 endg., Brüssel, 17. März 1997.*
- Euroelectric (2000): Union of the electricity industry euroelectric: EURPROG 2000, Programmes and prospects for the European electricity sector, 28th edition, August 2000.*
- Eurostat (2000): Renewable Energy Sources Statistics in the European Union 1989-1997, Statistical Office of the European Communities.*
- IEA (1999): International Energy Agency: Energy Policies of IEA Countries, Finland Review 1999, Paris 1999.*
- Kühn, I./Schaeffer, J.G. et al. (1999): How to improve the framework and design of national policies for the promotion of renewable electricity, Final Paper, Mannheim/Petten, 31. Oktober 1999.*
- Kumkar, L. (2001): Strommarkt Kalifornien: Ein Liberalisierungsmodell kämpft um das Überleben, Kieler Arbeitspapier Nr. 1023, Kiel, Januar 2001.*
- Kümmel, R., Lindenberger, D., Eichhorn, W. (2000): The Productive Power of Energy and Economic Evolution, Indian Journal of Applied Macro and Micro Economics, Invited Essay to the Special Issue in Honor of P.A. Samuelson, Vol. 8, Part III, pp. 231-262.*
- Lindenberger, D., Eichhorn, W., Kümmel, R. (2000): Energie, Wirtschaftswachstum und Beschäftigung, in: Zur deutschen Energiewirtschaft an der Schwelle des neuen Jahrhunderts (W. Brune, Hrsg.), Teubner, Stuttgart 2000: 52-76.*
- Mez, L., Piening, A., Traube, K. (1999): Was kann Deutschland hinsichtlich eines forcierten Ausbaus der Kraft-Wärme-Kopplung von anderen Ländern lernen? Edition der Hans-Böckler-Stiftung 22, Düsseldorf 1999.*
- Minez (1999): Energierapport 1999, Den Haag, 15. November 1999.*
- Mitchell, C. (1997): Renewable Energy in the UK – policies for successful deployment, Sussex, November 1997.*
- Mitchell, C. (2000): The England and Wales Non-Fossil Fuel Obligation: History and Lessons, in: Annual Review of Energy and the Environment, Band 25: 285-312.*
- NFPA (2000): Summary of Live NFFO Projects as at 30 June 2000, Non-Fossil Purchasing Agency, Newcastle Upon Tyne, http://www.nfpa.co.uk/id33_m.htm.*

- OFFER (1998): Energy Efficiency Standards of Performance for Public Electricity Suppliers 1998-2000, London/Birmingham, April 2000.*
- OFGEM (1999): Energy Efficiency: Standards of Performance 2000-2002, Initial Decisions, London, Oktober 1999.*
- OFGEM (2000a): Environmental Action Plan - A Discussion Paper, Office of Gas and Electricity Markets, Juli 2000.*
- OFGEM (2000b): Energy Efficiency Standards of Performance 2000-2002, Final Decisions, London, März 2000.*
- OFGEM (2001): Energy Efficiency Standards (2000-2002) – Guidance to gas and electricity companies on competition issues, März 2001.*
- Pepper, J.C.(2000): Premiums paid for green generation in the APX Green Power Market, Paper presented at Windpower 2000, 1. Mai 2000.*
- Schlegelmilch, K. (1998):Energy Taxation in the EU and some Member States: Looking for Opportunities Ahead, Studie im Auftrag der Heinrich-Böll-Stiftung, Wuppertal, November 1998.*
- Schlegelmilch, K. (2000): Energy Taxation in the EU – Recent Process, im Auftrag der Heinrich-Böll-Stiftung, Januar 2000.*
- Starrmann, F. (2000): Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung in Deutschland – Analyse und Simulation, Zeitschrift für Energiewirtschaft 2/2000, S. 69-102.*
- Starrmann, F. (2001): Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung in liberalisierten Elektrizitätsmärkten, Schriften des Energiewirtschaftlichen Instituts Band 56, Oldenbourg Industrieverlag, München 2001.*
- SVR (1996): Umweltgutachten 1996 des Rates von Sachverständigen für Umweltfragen, Stuttgart, Februar 1996.*
- Swezey, B./Bird, L. (2000): Green Power Marketing in the United States: A Status Report, NREL-technical report TP 620-28738, Golden, August 2000.*
- Truger, A. (2000): Ökologische Steuerreform in Europa – wo steht Deutschland?, WSI-Diskussionspapier Nr. 87, Wirtschafts- und Sozialwissenschaftliches Institut in der Hans-Böckler-Stiftung, Düsseldorf, Juni 2000.*
- Wiser, R./Pickle, S. (1998): Selling Green Power in California, Product, Industry and Market Trends, Lawrence Berkeley National Laboratory, LBNL-41807, Mai 1998.*
- Wiser, R./Pickle, S./Goldman, C. (1998): Renewable energy policy and electricity restructuring: a California case study, in: Energy Policy, Band 26, Nr. 6: 465-475.*
- Wortmann, K./Menges, R. (2000): Der Energy Saving Trust als Förderinstrument für Energieeffizienz im liberalisierten Markt, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, Heft 1/2000: 51-68.*

Anhang

Tabellenverzeichnis Anhang

Tabelle A- 1:	Elektrizitätserzeugung nach Quellen – Vereinigtes Königreich, Norwegen, Schweden, Finnland, Dänemark, Niederlande, Australien, USA; 1990–1999; TWh –	113
Tabelle A- 2:	Endverbrauch von Elektrizität gesamt – Vereinigtes Königreich, Norwegen, Schweden, Finnland, Dänemark, Niederlande, Australien, USA; 1990–1998; Mio. t RÖE –	115
Tabelle A- 3:	Endverbrauch von Elektrizität Industrie – Vereinigtes Königreich, Norwegen, Schweden, Finnland, Dänemark, Niederlande, Australien, USA; 1990–1998; Mio. t RÖE -	115
Tabelle A- 4:	Elektrizitätsverbrauch nach Sektoren – Vereinigtes Königreich, Norwegen, Schweden, Finnland, Dänemark, Niederlande, Australien, USA; 1990–1998; ,TWh –.....	116
Tabelle A- 5:	Elektrizitätspreise für Endverbraucher – Vereinigtes Königreich, Norwegen, Schweden, Finnland, Dänemark, Niederlande, Australien, USA; 1990-1999; €/kWh -.....	118
Tabelle A- 6:	Gaspreise für Endverbraucher – Vereinigtes Königreich UK, Norwegen, Schweden, Finnland, Dänemark, Niederlande, Australien, USA; 1990-1999; €/t RÖE –.....	118

Tabelle A- 1: Elektrizitätserzeugung nach Quellen
 – Vereinigtes Königreich, Norwegen, Schweden, Finnland, Dänemark, Niederlande, Australien, USA; 1990–1999; TWh –

Land	Quelle	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
UK	Total	317,04	320,64	318,67	321,59	329,85	332,90	328,43	343,86	356,62	355,52
	Kohle	206,94	209,26	198,99	168,02	159,44	143,19	157,70	119,79	123,04	102,58
	Öl	34,18	30,13	26,40	22,93	24,03	35,49	20,96	8,06	5,72	5,55
	Gas	3,61	3,78	8,34	35,57	50,79	58,31	56,89	107,46	115,98	137,13
	Erneuerbare / Abfall	1,38	2,44	2,49	1,25	2,29	1,32	2,58	5,61	5,64	7,73
	Nuklear	65,75	70,54	77,71	89,35	88,30	88,96	85,94	98,15	100,14	96,28
	Geothermal	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Sonne, Gezeiten, Wind	0,01	0,00	0,00	0,22	0,20	0,36	0,36	0,67	0,89	0,90
	Wasser	5,17	4,48	4,75	4,25	4,80	4,01	4,01	4,13	5,23	5,35
Norwegen	Total	121,61	110,49	117,21	119,57	113,05	122,02	104,46	110,48	116,08	122,05
	Kohle	0,22	0,02	0,19	0,20	0,21	0,19	0,22	0,21	0,19	0,22
	Öl	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01
	Gas	0,00	0,00	0,00	0,00	0,16	0,19	0,28	0,24	0,22	0,28
	Erneuerbare / Abfall	0,24	0,24	0,23	0,29	0,39	0,31	0,33	0,27	0,30	0,31
	Nuklear	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Geothermal	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Sonne, Gezeiten, Wind	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
	Wasser	121,15	88,70	110,07	119,08	112,28	121,32	103,62	109,76	115,36	121,22
Schweden	Total	145,98	147,31	145,46	145,20	142,29	146,98	140,29	149,42	158,23	149,04
	Kohle	1,80	2,40	2,93	3,02	2,85	3,21	3,79	2,86	3,22	3,32
	Öl	1,20	1,99	1,87	3,08	4,35	3,60	7,28	3,20	3,26	2,26
	Gas	0,40	0,41	0,59	0,92	0,69	0,69	0,48	0,73	0,43	0,60
	Erneuerbare / Abfall	1,89	2,14	2,42	2,14	1,95	2,48	2,49	3,47	3,09	2,45
	Nuklear	68,19	77,12	63,82	61,40	73,59	69,94	74,88	69,93	73,58	70,10
	Geothermal	0,00	0,01	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Sonne, Gezeiten, Wind	0,01	0,00	0,00	0,05	0,07	0,10	0,14	0,21	0,32	0,35
	Wasser	72,50	63,25	73,80	74,60	58,75	66,97	51,24	69,02	74,33	69,97
Finnland	Total	54,38	58,14	55,10	61,17	65,11	63,90	70,94	69,18	70,17	69,64
	Kohle	17,97	10,49	7,60	14,52	19,82	17,06	23,11	19,58	13,53	14,09
	Öl	1,68	1,64	1,00	1,61	1,71	1,45	1,68	1,38	1,15	0,91
	Gas	4,66	4,82	4,70	5,56	5,97	6,63	7,69	6,88	8,82	8,83
	Erneuerbare / Abfall	0,00	8,60	8,60	5,99	6,66	6,61	6,80	8,18	9,74	9,95
	Nuklear	19,22	19,50	18,20	19,89	19,13	19,22	19,82	20,89	21,85	22,99
	Geothermal	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Sonne, Gezeiten, Wind	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	0,02	0,02	0,05
	Wasser	10,86	13,10	15,00	13,60	11,81	12,93	11,82	12,24	15,05	12,84

Quelle: IEA (verschiedene Jahrgänge): Electricity Information: Eigene Berechnungen

Fortsetzung Tabelle A- 1: Elektrizitätserzeugung nach Quellen
– Vereinigtes Königreich, Norwegen, Schweden, Finnland, Dänemark, Niederlande, Australien, USA; 1990–1999; TWh –

Land	Quelle	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
Dänemark	Total	25,74	36,30	29,96	33,74	38,04	36,79	53,82	44,29	41,08	38,72
	Kohle	23,32	33,02	26,70	29,55	31,03	27,65	41,50	28,76	23,65	20,17
	Öl	1,06	1,35	1,20	1,31	2,42	3,45	5,80	5,41	4,97	4,89
	Gas	0,66	0,88	0,68	1,26	2,85	3,56	4,20	6,81	8,17	9,05
	Erneuerbare / Abfall	0,06	0,27	0,50	0,57	0,64	0,92	1,05	1,33	1,46	1,53
	Nuklear	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Geothermal	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Sonne, Gezeiten, Wind	0,61	0,77	0,86	1,03	1,08	1,17	2,35	1,96	2,82	3,07
	Wasser	0,03	0,02	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,02	0,03	0,03
Niederlande	Total	71,87	74,25	77,20	76,99	79,47	81,07	84,81	86,66	91,17	86,64
	Kohle	27,52	25,24	25,20	24,25	24,39	28,87	27,55	25,97	27,27	22,40
	Öl	3,11	3,38	3,40	3,07	3,06	3,87	3,90	3,62	3,53	3,00
	Gas	36,65	41,13	43,45	44,00	46,18	42,03	47,06	50,49	51,98	52,50
	Erneuerbare / Abfall	0,92	1,01	1,10	1,46	1,53	1,63	1,69	3,40	3,61	4,00
	Nuklear	3,50	3,33	3,80	3,95	3,97	4,02	4,16	2,41	3,81	3,83
	Geothermal	0,00	0,07	0,13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Sonne, Gezeiten, Wind	0,05	0,00	0,00	0,18	0,24	0,56	0,37	0,68	0,86	0,82
	Wasser	0,12	0,08	0,12	0,09	0,10	0,09	0,08	0,09	0,11	0,09
Australien	Total	154,35	156,44	158,40	163,34	166,85	173,38	176,53	182,56	194,32	199,66
	Kohle	119,03	122,92	124,83	128,67	130,34	133,53	138,97	146,32	155,54	159,82
	Öl	4,21	4,43	4,25	3,61	3,64	3,00	3,68	2,45	2,23	2,29
	Gas	16,36	12,87	13,95	14,93	16,35	17,81	16,02	13,81	17,42	17,90
	Erneuerbare / Abfall	0,60	0,56	0,58	0,00	0,00	3,13	2,94	3,22	3,32	3,41
	Nuklear	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Geothermal	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Sonne, Gezeiten, Wind	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	0,00	0,04	0,04	0,04
	Wasser	14,15	15,66	14,80	16,13	16,52	15,89	16,17	16,73	15,77	16,19
USA	Total	3181,55	3197,53	3204,45	3389,93	3431,26	3558,40	3634,33	3670,61	3803,71	3852,58
	Kohle	1699,65	1688,53	1726,09	1813,71	1811,18	1832,54	1923,42	1975,77	2006,33	2009,66
	Öl	130,65	124,71	102,48	120,31	144,16	87,20	96,67	108,04	147,17	120,32
	Gas	381,67	381,71	413,15	437,22	466,84	528,84	491,69	507,17	557,77	586,22
	Erneuerbare / Abfall	65,87	65,85	52,37	68,27	75,66	62,93	64,80	63,90	65,92	66,92
	Nuklear	611,59	649,44	655,83	646,99	677,81	713,81	715,27	666,36	714,12	771,89
	Geothermal	16,01	18,36	19,77	17,77	18,03	14,94	16,48	14,91	15,37	14,46
	Sonne, Gezeiten, Wind	2,96	0,00	0,00	3,95	4,01	4,02	4,02	4,29	3,82	4,55
	Wasser	273,15	268,94	234,77	281,72	233,57	314,12	321,97	330,17	293,21	278,56

Quelle: IEA (verschiedene Jahrgänge): Electricity Information: Eigene Berechnungen

Tabelle A- 2: Endverbrauch von Elektrizität gesamt
 – Vereinigtes Königreich, Norwegen, Schweden, Finnland, Dänemark, Niederlande, Australien, USA; 1990–1998; Mio. t RÖE –

Land	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
UK	23,60	24,17	24,21	24,57	24,45	25,61	26,29	26,60	27,14
Norwegen	8,33	8,33	8,55	8,75	8,76	8,96	8,85	8,94	9,38
Schweden	10,35	10,46	10,32	10,40	10,53	10,71	10,83	10,56	10,62
Finnland	5,07	5,08	5,14	5,36	5,59	5,62	5,72	6,05	6,26
Dänemark	2,50	2,62	2,60	2,63	2,67	2,69	2,77	2,74	2,75
Niederlande	6,32	6,50	6,70	6,77	6,99	7,14	7,41	7,70	7,98
Australien	11,11	11,33	11,34	11,76	12,09	12,48	12,73	13,24	14,06
USA	226,49	230,53	238,69	247,15	254,24	261,59	269,01	272,98	279,73

Quelle: IEA (verschiedene Jahrgänge): Electricity Information: Eigene Berechnungen

Tabelle A- 3: Endverbrauch von Elektrizität Industrie
 – Vereinigtes Königreich, Norwegen, Schweden, Finnland, Dänemark, Niederlande, Australien, USA; 1990–1998; Mio. t RÖE -

Land	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
UK	8,66	8,56	8,19	8,28	8,18	8,82	8,87	9,01	9,13
Norwegen	3,94	3,90	3,85	3,98	3,98	4,04	3,89	3,94	4,30
Schweden	4,64	4,44	4,35	4,27	4,34	4,49	4,41	4,60	4,68
Finnland	2,80	2,69	2,72	2,90	3,06	3,13	3,11	3,40	3,51
Dänemark	0,75	0,78	0,79	0,78	0,81	0,83	0,83	0,86	0,86
Niederlande	2,86	2,86	2,90	2,99	3,09	3,17	3,21	3,33	3,39
Australien	5,09	5,12	5,17	5,31	5,56	5,60	5,72	5,79	6,27
USA	74,52	74,13	84,69	85,54	88,55	89,98	91,20	91,77	92,87

Quelle: IEA (verschiedene Jahrgänge): Electricity Information: Eigene Berechnungen

Tabelle A- 4: Elektrizitätsverbrauch nach Sektoren
 – Vereinigtes Königreich, Norwegen, Schweden, Finnland, Dänemark, Niederlande, Australien, USA; 1990–1998; ,TWh –

Land	Sektor	1990	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
UK	Gesamtverbrauch (TWh)	284,42	291,45	295,14	291,78	306,17	314,29	317,49	323,21
	Industrie	100,64	95,28	96,25	95,07	102,51	103,13	104,74	106,17
	Transport	5,28	5,36	6,25	6,97	7,54	7,43	7,76	7,50
	Landwirtschaft	3,84	3,85	3,94	3,38	3,87	3,82	3,81	3,87
	Handel und Öffentlicher Dienst	62,08	77,50	78,91	76,99	82,22	83,77	88,49	88,49
	Haushalte	93,79	99,48	100,40	101,41	101,65	107,51	104,46	109,61
	Energie	9,98	9,98	9,39	7,52	8,39	8,63	8,24	7,58
	Nichtspezifizierter Sektor	8,79	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Gesamtverbrauch (Mtoe)	24,46	25,06	25,38	25,09	26,33	27,03	27,30	27,80
Norwegen	Gesamtverbrauch (TWh)	97,37	100,06	102,48	102,64	104,97	103,99	104,73	109,86
	Industrie	45,81	44,81	46,26	46,29	47,01	44,70	45,82	50,00
	Transport	0,83	1,52	1,59	1,55	1,59	1,79	1,79	1,84
	Landwirtschaft	0,68	0,68	0,66	1,54	1,51	1,16	1,20	1,20
	Handel und Öffentlicher Dienst	19,19	19,72	20,41	18,41	18,04	20,22	21,11	21,64
	Haushalte	30,30	32,65	32,84	34,02	36,02	35,29	33,98	34,38
	Energie	57,00	0,68	0,73	0,84	0,80	0,85	0,83	0,80
	Nichtspezifizierter Sektor	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Gesamtverbrauch (Mtoe)	8,37	8,60	8,81	8,83	9,03	8,94	9,01	9,45
Schweden	Gesamtverbrauch (TWh)	130,74	122,00	122,99	124,57	126,58	128,35	127,46	128,49
	Industrie	53,96	50,63	49,62	50,48	52,17	52,17	53,50	54,37
	Transport	2,47	2,47	2,34	2,47	2,71	3,07	2,96	2,80
	Landwirtschaft	1,46	1,16	1,28	1,31	1,38	1,46	1,64	1,68
	Handel und Öffentlicher Dienst	24,36	25,58	26,15	25,70	25,86	25,99	22,10	22,33
	Haushalte	38,10	40,21	41,53	42,52	42,36	43,32	42,58	42,34
	Energie	10,39	1,95	2,08	2,10	2,09	2,35	4,69	4,96
	Nichtspezifizierter Sektor	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Gesamtverbrauch (Mtoe)	11,24	10,49	10,58	10,71	10,89	11,04	10,96	11,05
Finnland	Gesamtverbrauch (TWh)	59,47	60,33	62,86	65,76	66,00	67,25	71,21	73,61
	Industrie	32,52	31,66	33,68	35,53	36,36	36,17	39,48	40,77
	Transport	0,43	0,43	0,45	0,48	0,50	0,47	0,50	0,52
	Landwirtschaft	1,00	0,85	0,85	0,82	0,79	0,81	0,82	0,82
	Handel und Öffentlicher Dienst	10,40	10,95	11,21	11,42	11,40	11,84	12,15	12,56
	Haushalte	14,60	15,86	16,14	16,98	16,26	17,23	17,42	18,14
	Energie	0,53	0,57	0,53	0,71	0,70	0,73	0,85	0,80
	Nichtspezifizierter Sektor	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Gesamtverbrauch (Mtoe)	5,11	5,19	5,41	5,66	5,68	5,78	6,12	6,33

Quelle: IEA (verschiedene Jahrgänge): Electricity Information: Eigene Berechnungen

Fortsetzung Tabelle A- 4: Elektrizitätsverbrauch nach Sektoren
- Vereinigtes Königreich, Norwegen, Schweden, Finnland, Dänemark, Niederlande, Australien, USA; 1990–1998; TWh –

Land	Sektor	1990	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
Dänemark	Gesamtverbrauch (TWh)	29,52	30,47	30,88	31,28	31,58	32,55	32,47	32,54
	Industrie	8,73	9,19	9,07	9,47	9,65	9,68	9,96	9,96
	Transport	0,21	0,20	0,21	0,23	0,24	0,25	0,27	0,31
	Landwirtschaft	2,88	2,44	1,88	1,90	1,74	1,82	1,96	1,92
	Handel und Öffentlicher Dienst	7,65	8,40	8,95	9,09	9,13	9,22	9,38	9,56
	Haushalte	9,10	9,55	10,51	10,29	10,48	10,88	10,31	10,24
	Energie	0,47	0,26	0,26	0,29	0,34	0,71	0,59	0,56
	Nichtspezifizierter Sektor	0,47	0,42	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Gesamtverbrauch (Mtoe)	2,54	2,62	2,66	2,69	2,72	2,80	2,79	2,80
Niederlande	Gesamtverbrauch (TWh)	75,52	79,93	81,03	83,68	85,61	88,76	92,00	95,55
	Industrie	33,24	33,67	34,82	35,88	36,84	37,32	38,68	39,38
	Transport	1,27	1,39	1,38	1,45	1,48	1,57	1,57	1,63
	Landwirtschaft	1,85	1,82	1,98	1,95	3,15	3,18	3,25	3,30
	Handel und Öffentlicher Dienst	20,66	23,48	22,64	23,52	21,91	24,12	25,61	37,64
	Haushalte	16,50	17,50	17,90	18,50	19,70	20,00	20,40	20,80
	Energie	2,00	2,07	2,31	2,38	2,53	2,56	2,49	2,81
	Nichtspezifizierter Sektor	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Gesamtverbrauch (Mtoe)	6,49	6,87	6,97	7,20	7,36	7,63	7,91	8,22
Australien	Gesamtverbrauch (TWh)	134,34	138,58	142,57	146,50	151,35	155,15	160,39	170,30
	Industrie	59,18	60,17	61,79	64,59	65,06	65,69	67,33	72,86
	Transport	1,81	1,88	1,89	1,93	1,99	2,06	2,13	2,27
	Landwirtschaft	2,37	2,58	2,64	2,70	2,78	2,63	2,68	2,75
	Handel und Öffentlicher Dienst	27,31	29,02	29,80	30,79	33,12	35,37	36,98	39,04
	Haushalte	38,54	39,32	40,64	40,56	42,16	43,20	44,78	46,53
	Energie	5,13	5,61	5,82	5,92	6,24	6,19	6,48	6,85
	Nichtspezifizierter Sektor	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Gesamtverbrauch (Mtoe)	11,55	11,92	12,26	12,60	13,02	13,34	13,79	14,65
USA	Gesamtverbrauch (TWh)	2712,56	2865,56	2963,98	3047,32	3131,17	3221,31	3270,63	3347,76
	Industrie	866,54	984,80	994,71	1029,68	1046,25	1060,52	1067,08	1079,87
	Transport	4,13	4,01	4,11	3,96	3,95	3,94	4,15	4,03
	Landwirtschaft	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Handel und Öffentlicher Dienst	838,89	850,71	881,50	914,14	948,28	981,03	1027,19	1044,74
	Haushalte	924,02	935,94	993,55	1008,48	1043,30	1082,49	1075,77	1124,00
	Energie	78,98	90,11	90,11	91,07	89,38	93,33	96,44	95,11
	Nichtspezifizierter Sektor	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Gesamtverbrauch (Mtoe)	233,28	246,44	254,90	262,07	269,28	277,03	281,27	287,91

Quelle: IEA (verschiedene Jahrgänge): Electricity Information: Eigene Berechnungen.

Tabelle A- 5: Elektrizitätspreise für Endverbraucher
– Vereinigtes Königreich, Norwegen, Schweden, Finnland, Dänemark,
Niederlande, Australien, USA; 1990-1999; €/kWh -

Land	Sektor	Einheit	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	
UK	Industrie	Euro/kWh	0,0544	0,0577	0,0593	0,0580	0,0578	0,0530	0,0523	0,0573	0,0579	0,0600	
		davon Steuern	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
		ohne Steuern	0,0544	0,0577	0,0593	0,0580	0,0578	0,0530	0,0523	0,0573	0,0579	0,0600	
	Haushalte	Euro/kWh	0,0947	0,1038	0,1027	0,0969	0,1018	0,0984	0,1003	0,1108	0,1078	0,1094	
		davon Steuern	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0078	0,0073	0,0075	0,0073	0,0052	0,0052	
		ohne Steuern	0,0947	0,1038	0,1027	0,0969	0,0940	0,0911	0,0928	0,1036	0,1026	0,1042	
Norwegen	Haushalte	Euro/kWh	0,0577	0,0590	0,0584	0,0579	0,0570	0,0607	0,0650	0,0689	0,0598	0,0593	
		davon Steuern	0,0144	0,0131	0,0137	0,0148	0,0152	0,0165	0,0187	0,0199	0,0180	0,0182	
		ohne Steuern	0,0432	0,0459	0,0447	0,0431	0,0418	0,0442	0,0463	0,0490	0,0418	0,0411	
Schweden	Industrie	Euro/kWh	0,0392	0,0426	0,0429	0,0303	0,0313	0,0305	0,0359	0,0303	n.b.	n.b.	
		davon Steuern	0,0073	0,0067	0,0067	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	n.b.	n.b.	
		ohne Steuern	0,0319	0,0360	0,0362	0,0303	0,0313	0,0305	0,0359	0,0303	n.b.	n.b.	
	Haushalte	Euro/kWh	0,0691	0,0783	0,0818	0,0702	0,0722	0,0732	0,0876	0,0897	n.b.	n.b.	
		davon Steuern	0,0207	0,0253	0,0260	0,0234	0,0241	0,0244	0,0300	0,0326	n.b.	n.b.	
		ohne Steuern	0,0483	0,0531	0,0558	0,0468	0,0481	0,0488	0,0576	0,0571	n.b.	n.b.	
Finnland	Industrie	Euro/kWh	0,0497	0,0499	0,0443	0,0415	0,0440	0,0466	0,0494	0,0459	0,0447	0,0430	
		davon Steuern	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0030	0,0038	0,0043	
		ohne Steuern	0,0497	0,0499	0,0443	0,0415	0,0440	0,0466	0,0494	0,0429	0,0410	0,0387	
	Haushalte	Euro/kWh	0,0809	0,0818	0,0731	0,0691	0,0746	0,0843	0,0885	0,0889	0,0873	0,0857	
		davon Steuern	0,0040	0,0041	0,0032	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	
		ohne Steuern	0,0769	0,0777	0,0699	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	
Dänemark	Industrie	Euro/kWh	0,0489	0,0527	0,0516	0,0603	0,0532	0,0536	0,0583	0,0569	0,0609	0,0615	
		davon Steuern	0,0000	0,0000	0,0000	0,0066	0,0067	0,0069	0,0081	0,0079	0,0105	0,0125	
		ohne Steuern	0,0489	0,0527	0,0516	0,0537	0,0466	0,0467	0,0502	0,0490	0,0504	0,0490	
	Haushalte	Euro/kWh	0,1293	0,1397	0,1451	0,1540	0,1526	0,1615	0,1721	0,1729	0,1901	0,1946	
		davon Steuern	0,0647	0,0664	0,0735	0,0797	0,0837	0,0917	0,0991	0,1016	0,1146	0,1188	
		ohne Steuern	0,0646	0,0734	0,0716	0,0743	0,0689	0,0698	0,0730	0,0713	0,0755	0,0758	
Niederlande	Industrie	Euro/kWh	0,0412	0,0428	0,0396	0,0475	0,0483	0,0577	0,0571	0,0557	0,0557	0,0572	
		davon Steuern	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0009	
		ohne Steuern	0,0412	0,0428	0,0396	0,0475	0,0483	0,0577	0,0571	0,0557	0,0557	0,0563	
	Haushalte	Euro/kWh	0,0921	0,0923	0,0923	0,0945	0,0977	0,1045	0,1183	0,1148	0,1142	0,1243	
		davon Steuern	0,0144	0,0144	0,0144	0,0165	0,0171	0,0156	0,0284	0,0275	0,0273	0,0359	
		ohne Steuern	0,0778	0,0779	0,0779	0,0780	0,0806	0,0889	0,0898	0,0873	0,0870	0,0885	
Australien	Industrie	Euro/kWh	0,0362	0,0382	0,0356	0,0362	0,0383	0,0356	0,0507	0,0500	n.b.	n.b.	
		davon Steuern	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	
	Haushalte	Euro/kWh	0,0564	0,0606	0,0574	0,0610	0,0658	0,0615	0,0663	0,0711	n.b.	n.b.	
		davon Steuern	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	
USA	Industrie	Euro/kWh	0,0373	0,0393	0,0375	0,0416	0,0400	0,0363	0,0366	0,0388	0,0358	0,0371	
		davon Steuern	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	
	Haushalte	Euro/kWh	0,0617	0,0652	0,0639	0,0714	0,0711	0,0651	0,0670	0,0746	0,0737	0,0768	
		davon Steuern	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	

Quelle: IEA (verschiedene Jahrgänge): Electricity Information.

Tabelle A- 6: Gaspreise für Endverbraucher
– Vereinigtes Königreich, Norwegen, Schweden, Finnland, Dänemark,
Niederlande, Australien, USA; 1990-1999; €/t RÖE –

Land	Einheit	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
UK	Euro/t RÖE				116,77	111,48	101,48	101,28	121,29	125,30	119,74
Finnland	Euro/t RÖE	107,98		93,47	87,82	101,21	125,58	132,09	126,26	118,95	112,39
Niederlande	Euro/t RÖE	115,96	113,84	106,57	114,52	112,47	124,07	121,82	127,22	120,82	n.b.
USA	Euro/t RÖE	80,46	76,36	78,60	94,31	81,20	66,04	90,78	105,16	91,30	104,76

Quelle: IEA (verschiedene Jahrgänge): Electricity Information.