

99.055

**Botschaft
zum Elektrizitätsmarktgesetz
(EMG)**

vom 7. Juni 1999

Sehr geehrte Frau Präsidentin,
sehr geehrter Herr Präsident,
sehr geehrte Damen und Herren,

wir unterbreiten Ihnen unsere Botschaft zum Elektrizitätsmarktgesetz (EMG) und beantragen Ihnen, dem beigefügten Gesetzesentwurf zuzustimmen.

Gleichzeitig beantragen wir Ihnen, folgende parlamentarische Vorstösse abzuschreiben:

- | | | |
|--------|---------|--|
| 1997 P | 96.3643 | Rahmenbedingungen für die Öffnung des Elektrizitätsmarktes (N 21.3.97, Semadeni) |
| 1997 M | 97.3005 | Marktöffnung im Energiebereich (N 4.6.97, Kommission für Umwelt, Raumplanung und Energie des Nationalrates, 96.067; S 9.10.97) |
| 1998 P | 98.3208 | Energiebesteuerung und WTO-Bestimmungen (N 9.10.98, Rechsteiner-Basel) |
| 1998 P | 98.3339 | Durchleitungsrechte und Verkabelung von Hochspannungsleitungen (N 18.12.98, Suter) |
| 1998 P | 98.3358 | Wettbewerbsfähigkeit der Wasserkraftenergie (S 6.10.98, Delalay) |
| 1998 P | 98.3627 | Vorgezogene Liberalisierung für neue erneuerbare Energien (N 19.3.98, Rechsteiner-Basel) |

Wir versichern Sie, sehr geehrte Frau Präsidentin, sehr geehrter Herr Präsident, sehr geehrte Damen und Herren, unserer vorzüglichen Hochachtung.

7. Juni 1999

Im Namen des Schweizerischen Bundesrates

Die Bundespräsidentin: Ruth Dreifuss

Der Bundeskanzler: François Couchepin

Übersicht

Der Bundesrat hat im Rahmen des zweiten Massnahmenpakets zur marktwirtschaftlichen Erneuerung dem UVEK den Auftrag erteilt, einen Bericht über Möglichkeiten einer Marktöffnung im Bereich der leitungsgebundenen Energien zu erarbeiten. In der Folge wurde durch eine Arbeitsgruppe, die sich aus Vertretern der Bundesverwaltung, der Elektrizitätswirtschaft und der industriellen Strom-Grosskonsumenten zusammensetzte der Bericht «Öffnung des Elektrizitätsmarktes» und durch eine um die Kantone, die Kleinkonsumenten und die Umweltorganisationen erweiterten Arbeitsgruppe der Bericht «Marktöffnung im Elektrizitätsbereich» vorgelegt. Der Bundesrat hat am 22. Dezember 1995 bzw. 25. Juni 1997 von diesen Berichten Kenntnis genommen und das UVEK beauftragt, einen Entwurf zum Elektrizitätsmarktgesetz zu erarbeiten.

Am 18. Februar 1998 hat das UVEK den Vorentwurf zu einem Elektrizitätsmarktgesetz und den erläuternden Bericht bis zum 15. Mai 1998 in die Vernehmlassung gegeben. Die Absicht, den Elektrizitätsmarkt auch in der Schweiz zu öffnen, wurde von praktisch allen Vernehmlassungsteilnehmern begrüsst. Auch das vom Vernehmlassungsentwurf anvisierte Ziel, den Elektrizitätsmarkt nach Ablauf einer bestimmten Übergangsfrist vollständig zu öffnen, fand breite Unterstützung. Bei der Beurteilung der Vorlage als Ganzes gingen die Meinungen jedoch weit auseinander: Insbesondere die Fragen betreffend die Errichtung einer schweizerischen Netzgesellschaft, die Entschädigung von nicht amortisierbaren Investitionen und des Marktöffnungstempos (Zulassung der Verteilwerke bereits von Beginn der Marktöffnung) waren heftig umstritten.

Am 16. September 1998 hat der Bundesrat vom Ergebnis des Vernehmlassungsverfahrens Kenntnis genommen und den Vernehmlassungsbericht veröffentlicht. Das UVEK wurde beauftragt, mit den wichtigsten politischen Kräften bilaterale Gespräche über die strittigen Punkte zu führen. In der Folge hat der Bundesrat im Herbst 1998 entschieden, an der Errichtung einer nationalen Netzgesellschaft festzuhalten, jedoch keine Entschädigung für nicht amortisierbare Investitionen für Kernkraftwerke vorzusehen. Die Errichtung einer schweizerischen Netzgesellschaft ist für die Verwirklichung eines echten Marktes im Elektrizitätsbereich bzw. für den diskriminierungsfreien Netzzugang notwendig. Anfangs 1999 hat der Bundesrat zudem beschlossen, als Übergangslösung zu einer ökologischen Steuerreform eine zeitlich begrenzte Energieabgabe (mit Erträgen zwischen 300 und 450 Mio. Fr. im Jahr) zu unterstützen. Im März 1999 hat sich der Bundesrat schliesslich für eine auf Einzelfälle beschränkte restriktive Entschädigung von nicht amortisierbaren Investitionen bei Wasserkraftwerken ausgesprochen.

Der vorliegende Entwurf zum Elektrizitätsmarktgesetz ist ein Rahmengesetz, welches dem Prinzip der Subsidiarität und Kooperation Rechnung trägt. Mit dem Elektrizitätsmarktgesetz soll der Strommarkt über den geregelten Netzzugang auf Vertragsbasis (Regulated Third Party Access) geöffnet werden. Das heisst, dass Betreiber von Elektrizitätsnetzen verpflichtet werden, auf nicht diskriminierende Weise vertraglich Elektrizität für berechnigte Kunden durch ihr Netz zu leiten. Dafür

sollen die Betreiber der Elektrizitätsnetze eine an den betriebsnotwendigen Kosten orientierte Vergütung erhalten.

Als berechnigte Kunden gelten bei Inkrafttreten des Gesetzes die Grosskonsumenten mit einem Jahresverbrauch von mehr als 20 GWh. Das sind in der Schweiz rund 110 Unternehmungen. Zusätzlich sollen bei Inkrafttreten des Gesetzes auch die Verteilwerke Zugang zum Markt haben, und zwar im Umfang der Bezugsmengen für berechnigte Kunden sowie im Umfang von 10 Prozent ihres Jahresabsatzes an feste Kunden. Insgesamt beträgt damit die Marktöffnungsquote zu Beginn rund 21 Prozent; die EU verlangt von ihren Mitgliedsländern für 2001 (voraussichtliches Inkrafttreten des EMG) eine Marktöffnungsquote von rund 29 Prozent. Nach drei Jahren soll in der Schweiz der Schwellenwert für Grossverbraucher auf 10 GWh gesenkt werden. Gleichzeitig wird der Umfang des Jahresabsatzes der Verteilwerke auf 20 Prozent erhöht. Die Marktöffnungsquote beträgt damit nach drei Jahren rund 34 Prozent. Sechs Jahre nach Inkrafttreten des Elektrizitätsmarktgesetzes besteht unbeschränkter Anspruch auf Durchleitung für alle Endverbraucher und Verteilwerke. Damit wird der Strommarkt zu diesem Zeitpunkt vollumfänglich geöffnet sein.

Für den Betrieb des Übertragungsnetzes schlägt der Gesetzesentwurf die Errichtung einer gesamtschweizerischen Netzgesellschaft vor. Eine solche ist besonders aus wettbewerbspolitischen Überlegungen notwendig. Die heutigen Betreiber von Übertragungsnetzen können während einer Übergangsfrist von drei Jahren nach Inkrafttreten des Gesetzes eine für sie sachgerechte Lösung treffen.

Der Entwurf zum Elektrizitätsmarktgesetz konnte im Vergleich zum Vernehmlassungsentwurf vereinfacht werden. Auf Grund der im Parlament hängigen Energieabgaben verzichtet der Entwurf auf verschiedene flankierende Massnahmen. Über die Frage der Entschädigung von nicht amortisierbaren Investitionen enthält das Elektrizitätsmarktgesetz keine Bestimmungen. Die auf Einzelfälle beschränkte, restriktive Entschädigung bei Wasserkraftwerken soll im Rahmen der Ausführungsgebung zu den hängigen Energieabgaben geregelt werden.

Der Entwurf zum Elektrizitätsmarktgesetz ist mit Ausnahme des Marktöffnungsrhythmus mit der EG-Richtlinie 96/92 vom 19. Dezember 1996 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt kompatibel. In den ersten drei Jahren nach Inkrafttreten des Elektrizitätsmarktgesetzes wird der Marktöffnungsgrad in der Schweiz etwas tiefer als jener der EG-Richtlinie sein. Nachher wird aber der Marktöffnungsgrad in der Schweiz auf das Niveau der EG-Richtlinie gehoben und ab dem Jahre 2006 übertroffen. Im Gegensatz zur EG-Richtlinie stipuliert das Elektrizitätsmarktgesetz bereits heute das Ziel einer vollständigen Marktöffnung nach sechs Jahren.

Die aus dem Elektrizitätsmarktgesetz resultierenden finanziellen Konsequenzen für den Bund dürften aus heutiger Sicht eher gering sein. Das Gesetz enthält keine Rechtsgrundlage für finanzielle Leistungen des Bundes. Für den Vollzug des Gesetzes müssen beim Bund 11 bis 14 neue Stellen geschaffen werden. Das Elektrizitätsmarktgesetz hat indirekte finanzielle Auswirkungen auf Kantone und Gemeinden. Nebst Einbussen in den Gebirgskantonen dürften auch in den Gemeinden und Städten im Unterland Konzessionsabgaben und Gewinnablieferungen unter Druck geraten.

Botschaft

1 Allgemeiner Teil

11 Ausgangslage

111 Anlass und Umfeld der Marktöffnung im Elektrizitätsbereich

Der europäische Elektrizitätsmarkt befindet sich in einem fundamentalen Umbruch. Die bisherigen regionalen und nationalen Versorgungsmonopole werden aufgebrochen. Der Elektrizitätshandel, der sich bisher auf die grossen Elektrizitätsversorgungsunternehmen beschränkte, weicht einem Markt mit direkten vertraglichen Beziehungen zwischen Produzenten und Konsumenten. Je nach Staat ist der Marktzutritt von industriellen Grossverbrauchern bis zum Kleinkonsumenten gewährleistet. Dieser Trend ist auch über Europa hinaus weltweit zu beobachten: nebst den USA und einzelnen Staaten Südamerikas wurden die Märkte Australiens und Neuseelands geöffnet und auch in Asien, insbesondere in Japan, werden wesentliche Anstrengungen zur Liberalisierung unternommen.

Mit dem Inkrafttreten der EU-Richtlinie 96/92 EG (Ziff. 51) am 19. Februar 1997 wurde die Grundlage für den EU-Binnenmarkt für Elektrizität geschaffen. Mit Ausnahme von Belgien, Irland und Griechenland haben alle 15 EU-Staaten diese Richtlinie innerhalb von zwei Jahren in nationales Recht umzusetzen. Der Binnenmarkt wurde somit am 19. Februar 1999 – zumindest rechtlich – Realität. Für die Schweiz ist diese Entwicklung in zweierlei Hinsicht bedeutsam: Erstens ist sie eine wichtige Drehscheibe des Stromhandels inmitten Europas. Die Exportquote (gemessen am Inlandverbrauch) beträgt rund 50 Prozent, was den europäischen Höchstwert darstellt. Eine Abschottung der schweizerischen Produktionsanlagen vom europäischen Markt muss verhindert und der freie Zugang zu den EU-Märkten sichergestellt werden. Und zweitens sollen vor allem die inländischen Grosskonsumenten der Industrie gleich lange Spiesse wie ihre Konkurrenten im EU-Raum bei der Wahl ihrer Stromlieferanten erhalten, um so auch in den Genuss tieferer Elektrizitätspreise zu gelangen. Von der Marktöffnung werden daher gesamtwirtschaftliche Effizienzverbesserungen erwartet, die zur Wettbewerbsfähigkeit des Wirtschaftsstandorts Schweiz beitragen.

Die schweizerische Elektrizitätsmarkt soll deshalb möglichst kompatibel zum EU-Binnenmarkt geöffnet werden. Auf nationaler Ebene muss die Marktöffnung den verfassungsmässigen Rahmen einhalten und sich nach den *Zielen des Energieartikels* ausrichten. Neben einer gesicherten und wirtschaftlichen Energieversorgung stehen die Förderung der sparsamen und rationellen Energieverwendung und der erneuerbaren Energien im Vordergrund. Auch bei einer Marktöffnung sind die bestehenden *Umweltschutzanforderungen* einzuhalten.

112 Ziele der Marktöffnung

Ziel der Marktöffnung ist die *Erhöhung der Effizienz durch Wettbewerb*. Heute besteht zwar schon in einem gewissen Masse Wettbewerb, insbesondere im europäischen Strommarkt auf der Verbundebene. Die Öffnung des Marktes für neue An-

bieter und die freie Lieferantenwahl der Konsumenten sind jedoch die zentralen Voraussetzungen, um Wettbewerb und damit die grösstmögliche Effizienz der Stromversorgung sicherzustellen. Dazu ist grundsätzlich allen Konsumenten und Produzenten freier Zugang zum Netz zu sichern. Da aus Gründen der Wirtschaftlichkeit und des Landschaftsschutzes Parallelnetze nicht in Frage kommen, bleiben Netzmonopole bestehen. Im *Übertragungs- und Verteilbereich* sollen daher *Rahmenbedingungen* geschaffen werden, die trotz fehlendem Wettbewerb effiziente Leistungen und fairen, nicht diskriminierenden Zugang zu den Netzen ermöglichen.

Es kann nicht Ziel der Marktöffnung sein, einfach billigen Strom für einzelne Konsumentengruppen, zum Beispiel für Grossabnehmer, bereitzustellen. Es geht vielmehr darum, *gesamtwirtschaftliche Vorteile* zu erzielen und den Nutzen längerfristig mit einer vollständigen Marktöffnung allen Konsumentengruppen zukommen zu lassen. Der Wettbewerb garantiert jedoch nicht automatisch eine optimale Elektrizitätsversorgung und die Berücksichtigung gesamtwirtschaftlicher Ansprüche. Rahmenbedingungen sind deshalb erforderlich, auch die Abfederung der Übergangsschwierigkeiten zur Minderung volkswirtschaftlicher Verluste.

Wettbewerbsorientiertes Verhalten der Elektrizitätsversorgungsunternehmen kann nur bei genügend *Handlungsspielraum der Unternehmen* erwartet werden. Unnötige politische Einflussnahmen auf betriebswirtschaftliche Entscheidungen sollten aus freier Entscheidung abgebaut werden. Die Verselbstständigung öffentlicher Unternehmen könnte eine hilfreiche Strategie sein.

Die *Einbindung* der schweizerischen Elektrizitätswirtschaft in den neu entstandenen *europäischen Binnenmarkt* zu gleichwertigen Bedingungen wie ihre EU-Konkurrenten erfordert eine weitgehende Angleichung an europäische Regelungen, auch wenn die Schweiz nicht Mitglied der EU ist. Die Interessen der Elektrizitätswirtschaft und der Stromkonsumenten sind in den Beziehungen zur Europäischen Union sicherzustellen. Wesentlich ist, dass die auch bei einer Marktöffnung wichtige Position der schweizerischen Elektrizitätswirtschaft unter den neuen Rahmenbedingungen gehalten und wenn möglich verstärkt werden kann.

113 **Energiepolitische Rahmenbedingungen**

Mit dem Ergebnis der Volksabstimmung vom 23. September 1990 besteht für die schweizerische Energiepolitik ein klarer Auftrag. Mit 71 Prozent der Stimmen und der Zustimmung aller Kantone wurde der *Energieartikel* (Art. 24^{octies} BV) deutlich angenommen. Gleichzeitig hat der Souverän die Volksinitiative «Stopp dem Atomkraftwerkbau» (Moratorium) gutgeheissen und die Initiative «für den Ausstieg aus der Atomenergie» abgelehnt. Mit dem Abstimmungsergebnis erteilten die Stimmbürgerinnen und Stimmbürger dem Bund die Kompetenz für eine wirksame und zukunftsgerichtete Energiepolitik sowie den Auftrag für konkrete Massnahmen zur sparsamen und rationellen Energieverwendung und zur Nutzung erneuerbarer Energien.

Im Februar 1991 hat der Bundesrat das Aktionsprogramm Energie 2000 gutgeheissen, das die Ziele hat:

- Verbrauch von fossilen Energien und der CO₂-Emissionen im Jahr 2000 auf dem Niveau von 1990 stabilisieren und anschliessend senken (gemäss Entwurf CO₂-Gesetz um 10 Prozent bis 2010 gegenüber 1990);

- Wachstumsrate des Elektrizitätsverbrauchs senken und den Verbrauch ab 2000 stabilisieren;
- Anteile der erneuerbaren Energien bis ins Jahr 2000 bei der Stromproduktion um 0,5 Prozent und bei der Wärmeerzeugung um 3 Prozentpunkte steigern sowie
- Wasserkraftnutzung um 5 Prozent und die Leistung der bestehenden Kernkraftwerke um 10 Prozent erhöhen.

Der Bundesrat hat am 21. Oktober 1998 das Eidg. Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) beauftragt, zusammen mit den Kantonen und der Wirtschaft ein *Nachfolgeprogramm* zum Aktionsprogramm Energie 2000 auszuarbeiten.

Seit dem 1. Januar 1999 ist das *Energiengesetz* in Kraft, welches den Energienutzungsbeschluss vom 14. Dezember 1990 abgelöst hat. Der Bund hat damit unbefristete Grundlagen für eine fortschrittliche und nachhaltige Energiepolitik. In Zusammenarbeit mit den Kantonen, der Wirtschaft und anderen Organisationen kann der Bund Massnahmen festlegen zur Sicherstellung einer wirtschaftlichen und umweltverträglichen Bereitstellung und Verteilung von Energie, der sparsamen und rationalen Energienutzung und der verstärkten Nutzung von einheimischen und erneuerbaren Energien.

Seit dem 1. Januar 1993 bestehen auf Grund des Energienutzungsbeschlusses *Empfehlungen des UVEK über die Vergütung der Einspeisungen von Selbstversorgern*. Diese sehen eine Vergütung für Elektrizität aus erneuerbaren Energien von durchschnittlich 16 Rp./kWh und für Strom aus nicht erneuerbaren Energien in der Höhe des Wiederverkäufertarifs der nächsthöheren Spannungsebene vor. Das Energiengesetz enthält modifizierte Regelungen bezüglich der Vergütung von Elektrizität aus Wasserkraftwerken und aus fossilen Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen. Es ist vorgesehen, den neuen Bestimmungen entsprechende Empfehlungen per 1. Januar 2000 zu erlassen.

Die *Konfliktlösungsgruppe Wasserkraft* (KOWA) des Aktionsprogramms Energie 2000 hat im Sommer 1995 ihre Arbeiten abgeschlossen. Ihre Aufgabe bestand darin, die Möglichkeiten eines Ausbaus der Wasserkraft zu prüfen und entsprechende Empfehlungen zu unterbreiten. Dadurch soll das von Energie 2000 anvisierte Ziel, die Wasserkraftnutzung um 5 Prozent zu erhöhen, besser erreicht werden. Im Rahmen der Arbeiten der KOWA wurde das zusätzliche Produktionspotential von Erneuerungen, Erweiterungen und dem Ersatz bestehender Anlagen, sowie den Bewilligungsverfahren stehenden Neubauten geschätzt. Dieser Schätzung zufolge können rund 80 Prozent des Zielbeitrags durch Umbauten bestehender Anlagen erreicht werden. Der per Ende 1998 erzielte Zuwachs aus Um- und Neubauten beträgt 71 Prozent des anvisierten Ziels. Weitere 14 Prozent befinden sich im Bau. Der von der Marktöffnung ausgehende Druck auf die Erzeugerpreise dürfte die Realisierung des verbleibenden Potentials in Frage stellen. In der *Konfliktlösungsgruppe Übertragungsleitungen* (KGÜ) wird die Diskussion über das Vorgehen beim Ausbau des Leitungsnetzes weitergeführt. Der dazu von der KGÜ ausgearbeitete Sachplan Übertragungsleitungen soll voraussichtlich bis Sommer 2000 dem Bundesrat zur Genehmigung unterbreitet werden. Bei Nutzung und Ausbau der Übertragungsnetze wird in Zukunft die schweizerische und internationale Öffnung der Elektrizitätsmärkte einen wichtigen Einfluss ausüben.

Im Rahmen des energiepolitischen Dialogs zum Folgeprogramm von Energie 2000 wurde unter anderem auch die *Förderung der Wärme-Kraft-Kopplung (WKK)* diskutiert. Obwohl der Dialog noch nicht abgeschlossen ist, wird der Beitrag der WKK-Technologie an der Elektrizitätsversorgung grundsätzlich begrüsst. Die Anschlusskonditionen für solche Anlagen sollen gemäss der Dialoggruppe fair und abgestimmt auf die Anforderungen des künftigen Elektrizitätsmarktes ausgestaltet werden.

Gegenwärtig befindet sich das Anschlussprogramm zu Energie 2000, das *Energiepolitische Programm nach 2000*, in Vorbereitung. Es soll zur Erreichung der energie- und klimapolitischen Ziele der Schweiz beitragen. Zudem soll es dem Vollzug des Energie- und CO₂-Gesetzes sowie eines Förderprogramms auf Grund einer allfälligen zweckgebundenen Energieabgabe dienen. Nach der Verabschiedung durch den Bundesrat soll es am 23. September 2000 das Aktionsprogramm Energie 2000 ablösen.

Das energiepolitische Umfeld ist geprägt von einem in mehreren Schritten entstandenen *Konsens in wesentlichen Bereichen*, insbesondere der rationellen Energieverwendung und der Nutzung erneuerbarer Energien im Rahmen des Aktionsprogramms Energie 2000. Nach wie vor besteht jedoch kein Konsens bei der Kernenergie. Die Marktöffnung entspringt zwar einer wirtschaftlichen Logik, sie muss sich aber den gegebenen politischen und gesetzlichen Rahmenbedingungen anpassen. Das bedeutet, dass eine Marktöffnung die bestehenden Ziele der Energie- und Umweltpolitik nicht in Frage stellen darf und ihre sozialen Auswirkungen abzufedern sind.

114 Internationale Entwicklung

Mehrere Staaten haben im Verlauf der letzten zehn Jahre die Rahmenbedingungen ihrer Elektrizitätswirtschaft so angepasst, dass vermehrt *Wettbewerb* herrscht. Bei den Industrieländern ausserhalb Europas sind dies einzelne Staaten in den USA (auf Bundesebene bestehen Regelungen zur Harmonisierung der einzelstaatlichen Regulierungen und des interstaatlichen Handels), Neuseeland und Australien. Japan bereitet ebenso eine Liberalisierung vor, wie andere asiatische Länder. Auf dem südamerikanischen Kontinent zählen Chile und Argentinien zu den Vorläufern bei der Marktöffnung. In Europa gelten England und Wales (1989) sowie Norwegen (1991) als Vorreiter. Per Frühjahr 1999 haben mittlerweile die meisten Mitgliedstaaten der Europäischen Union die Marktöffnung vollzogen: Finnland (1995) und Schweden (1996). 1998 sind Österreich, Dänemark, Deutschland, Luxemburg, die Niederlande, Portugal und Spanien ihren Verpflichtungen gegenüber der EU nachgekommen und haben ihre nationale Gesetzgebung entsprechend der Richtlinie 96/92 EG angepasst. In Italien und Frankreich wurden die entsprechenden Gesetzesentwürfe dem Parlament unterbreitet. Mit Ausnahme von Belgien, Griechenland und Irland sind alle EU-Staaten verpflichtet, die Richtlinie zwei Jahre nach ihrem Inkrafttreten in nationales Recht umzusetzen.

In *England und Wales* hat die Privatisierung und Öffnung des Strommarktes einen enormen Strukturwandel in der Elektrizitätsbranche ausgelöst. Der Marktanteil von Kohle hat sich seit 1992 von 66 auf 33 Prozent halbiert. Umgekehrt ist der Anteil von verstromtem Erdgas im gleichen Zeitraum von 1,4 auf 33 Prozent emporgeschnellt. Am Anteil der Kernenergie von 26 Prozent hat sich nichts geändert. Der

Anteil erneuerbarer Energien betrug 1997 rund 2 Prozent. Für die Konsumenten sanken die Strompreise im Vergleich zu 1990 real um zwischen 20 Prozent (Haushalte) und 30 Prozent (Industrie). Seit Herbst 1998 ist der Wettbewerb auch auf Detailhandelsstufe möglich. Ab Juni 1999 können nunmehr alle Haushalte ihre Lieferanten frei wählen. Angesichts der dramatischen Strukturveränderungen bei der Erzeugung beschloss die Regierung im Dezember 1997 ein Notprogramm, das ein Moratorium für den Bau gasbetriebener Kraftwerke, eine Überprüfung der am Pool geltenden Liefervereinbarungen sowie eine Überprüfung der Energiepolitik der nächsten 20 Jahre beinhaltet. Im Rahmen eines Weissbuchs hat die Regierung ihre Vorstellungen zur Energiepolitik präsentiert. Versorgungssicherheit, Diversität, Nachhaltigkeit und funktionierende Märkte bilden deren Eckpfeiler. Der unbefristete Bewilligungsstopp für gasbetriebene Kraftwerke bleibt – trotz harscher Kritik der Erzeugungsunternehmen und ausländischer Investoren – bestehen. Der gegenwärtige Pool-Mechanismus soll in den nächsten drei Jahren durch ein transparenteres und marktnäheres System abgelöst werden. Nebst verbesserten Lieferkonditionen für Kohlekraftwerke und stärkerer Trennung des Erzeugungs- und Verteilgeschäfts von mittlerweile wieder vertikal integrierten Unternehmen ist auch die verstärkte Förderung der erneuerbaren Energien vorgesehen.

In *Norwegen* erfolgte die Marktöffnung weitgehend reibungslos, da bestehende bilaterale Verträge in die neue Marktstruktur übertragen und auf Grund der veränderten Preisverhältnisse neu verhandelt werden konnten. Eine Privatisierung fand im Gegensatz zu England und Wales nicht statt. Im ganzen norwegischen Elektrizitätsnetz wurde der freie Netzzugang eingeführt. Die Netzbenutzungsgebühren wurden so festgelegt, dass der Handel mit elektrischer Energie gefördert wird. Anbieter, die auf Grund der Preisbildung zur Lieferung ausgewählt werden, produzieren und liefern die vereinbarte Energie in das Netz. Die Kunden können sich ihrem Bedarf entsprechend eindecken und gegen Preisschwankungen absichern. Die Abwicklung des Handels ist die Hauptaufgabe des unabhängigen Netzbetreibers Statnett, welcher einen 24-Stunden-Markt, einen Wochenmarkt und einen Markt für Regulierungsenergie unterhält. Für jede Stunde wird zwischen den Vertragspartnern abgerechnet. Standardisierte Verträge erleichtern den Zugang zum Netz und die Abrechnung der gelieferten Energie. Sollten im Verbundnetz Engpässe auftreten, werden die betroffenen Gebiete aufgetrennt und für jede Region separate Preise ermittelt.

Seit Januar 1996 ist die skandinavische *Strombörse «NordPool»* in Betrieb, an welcher Schweden, Norwegen, Finnland und demnächst auch Dänemark teilnehmen. Mit dem grenzüberschreitenden Stromhandel werden die Vorteile der verschiedenen nationalen Kraftwerkparks noch besser genutzt. Bislang konnten zeitweise wegen Kapazitätsengpässen im Übertragungsbereich – grosse Produktionskapazitäten befinden sich im Norden, Regionen mit grossem Verbrauch hingegen im Süden – keine homogenen Preise im gesamten Versorgungsgebiet gebildet werden. Das Modell des NordPool illustriert, dass die Handelbarkeit von Elektrizität, besonders über grosse Distanzen, an die *physikalischen Grenzen* der Übertragungsanlagen stösst. Das norwegische Netz besitzt überdies verhältnismässig geringe Übertragungskapazität, was erhebliche Ringflüsse durch das leistungsfähigere schwedische Netz zur Folge hat. Der Transport von Strom aus norwegischen Kraftwerken in den skandi-

navischen Markt erfolgt daher zu grossen Teilen über das schwedische Netz und wird damit von den schwedischen Netzbenützern mitfinanziert.¹

Ein *europäischer Binnenmarkt* mit einem einheitlichen Preis für Elektrizität ist wegen der grossen Distanzen und der relativ leistungsschwachen Kupplungen einzelner Netzteile nur mit hohem Kostenaufwand zu erreichen². In den EU-Staaten haben sich deshalb regionale Märkte in Skandinavien, der iberischen Halbinsel, in Grossbritannien und Kontinentaleuropa gebildet. Dies ist mitunter ein Grund für die Schaffung mehrerer dezentraler Elektrizitätsbörsen in Europa (vgl. Tab. 1). In Grossbritannien, den skandinavischen Staaten und Spanien wurden bereits Handelsplätze für Lieferungen an Endkunden eingerichtet. In den Niederlanden soll 1999 die Amsterdamer Strombörse eingeführt werden. Die Amsterdamer Börse dürfte jedoch bald Konkurrenz seitens der geplanten deutschen Strombörse erhalten, deren definitiver Standort noch nicht entschieden ist. Zur Auswahl stehen Frankfurt, Düsseldorf und Hannover. In der Schweiz wurde mit dem im März 1998 geschaffenen SWEP (Swiss Electricity Price Index) für Energie ab Laufenburg ein regionaler Preisindex (Marktregion Schweiz, Süddeutschland, Frankreich, Österreich, Italien) eingerichtet. Im März 1999 wurde für den nördlichen Teil Europas ein weiterer Preisindex, CEPI (Central European Power Index), lanciert. Dieser erfasst die Strompreise der Region Norddeutschland, Belgien, Niederlande, Dänemark.

Handelsplätze für Elektrizität in Europa

Tabelle 1

	UK Electricity Pool	NordPool	Wholesale power market Spanien	Amsterdam Power Exchange	Strombörse Deutschland
In Betrieb seit:	1990	1996	1998	1999	Vorauss. 1999
Nationalität der teilnehmenden Unternehmen:	England, Wales, Frankreich (über Kabelanschluss)	Schweden, Finnland, Norwegen	Spanien	Niederlande, Deutschland, Belgien	Deutschland
Abwicklung:	24 Stunden im Voraus, Umstellung auf real time Abwicklung vorgesehen	24 Stunden im Voraus	Am gleichen Tag (real time)	24 Stunden im Voraus	Noch offen
Gehandelte Kontrakte:	Spot	Spot, Futures; Options geplant	Spot, Futures	Spot, später auch Futures	Spot, Futures

Aus wirtschaftlicher Sicht sind die bisher gemachten Erfahrungen in den Ländern mit Marktöffnung *mehrheitlich positiv*. Die Preise sind, wenn auch in unterschiedlichem Umfang, gesunken. Allerdings ist festzustellen, dass die Elektrizitätspreise für industrielle Verbraucher seit Beginn der Neunzigerjahre auch in Ländern ohne Marktöffnung (z. B. Deutschland, Frankreich) auf Grund des europaweiten Strom-

¹ Für die Schweiz dürfte die Frage der Ringflüsse und deren Abgeltung von ebenfalls grosser Bedeutung sein. Ringflüsse durch die Schweiz dürften bei den meisten zwischen Nachbarstaaten getätigten Stromlieferungen resultieren.

² Die EU beabsichtigt bis Ende 1999 die Fertigstellung des transeuropäischen Verbundnetzes nach Norden (Östsee-Ring) und Süden.

überflusses zwischen 3 und 5 Prozent gesunken sind. Die Kleinkonsumenten konnten ebenfalls von der Öffnung profitieren oder wurden zumindest nicht schlechter gestellt. Die oft geäusserte Befürchtung, die Marktöffnung werde auf Kosten der Kleinkonsumenten eingeführt, lässt sich anhand der bisherigen Erfahrungen nicht bestätigen. Mit Einführung des Wettbewerbs haben jedoch die *Preisschwankungen* stark zugenommen. Im Elektrizitätsmarkt haben deshalb auch die seit längerem in den herkömmlichen Rohstoffmärkten angewandten finanziellen Absicherungsinstrumente³ Einzug gehalten. Eine gewisse Gefahr aus Sicht des Marktes birgt die Strommarktliberalisierung dennoch: Wegen der Homogenität des Produktes Elektrizität und den Kostenvorteilen grosser Unternehmen («economies of scale») besteht die Tendenz zur Bildung marktbeherrschender Unternehmen. Eine griffige Wettbewerbsgesetzgebung und -überwachung ist daher unabdingbare Voraussetzung, um die Funktionstüchtigkeit des Marktes zu gewährleisten.

Beim *Investitionsverhalten* im Bereich der Erzeugung ist eindeutig ein Trend zu kürzerer Kapitalbindung und schnelleren Abschreibungen festzustellen. Priorität geniessen Anlagen mit geringem Kapitalbedarf sowie kleinen technischen und politischen Risiken (in England wurden beispielsweise die bestehenden Kernkraftwerke nur zögerlich privatisiert). Dieses Investitionsverhalten wird zusätzlich begünstigt durch die Verfügbarkeit neuer Umwandlungstechnologien mit hohen Wirkungsgraden (Kombikraftwerke, Gasturbinen) und tiefen Investitionskosten pro kWh installierter Leistung, die sich nach relativ kurzer Planungs- und Bauzeit realisieren lassen. In Ländern mit hohem Produktionsanteil aus Kohlekraftwerken wirkt sich der vermehrte Einsatz von Erdgas durch wesentlich geringere CO₂- und Luftschadstoffemissionen positiv auf die Umwelt aus. Befürchtungen bestehen jedoch wegen der Abnahme der *Diversifikation der Primärenergien*. Bei hohem Erdgasanteil an der Stromproduktion werden lokal auch Kapazitätsengpässe der Erdgasversorgung befürchtet, da in Zeiten des Spitzenbedarfs sowohl Erdgas zu Heizzwecken als auch zur Stromproduktion eingesetzt wird. Offen ist aus volkswirtschaftlicher Sicht letztlich auch die Frage, wie sich die Erdgaspreise längerfristig entwickeln werden. Bereits orientieren sich einige Gaslieferverträge nicht mehr am Erdölpreis, sondern an den am Markt erzielbaren Strompreisen.

115 Struktur und Voraussetzungen der schweizerischen Elektrizitätswirtschaft

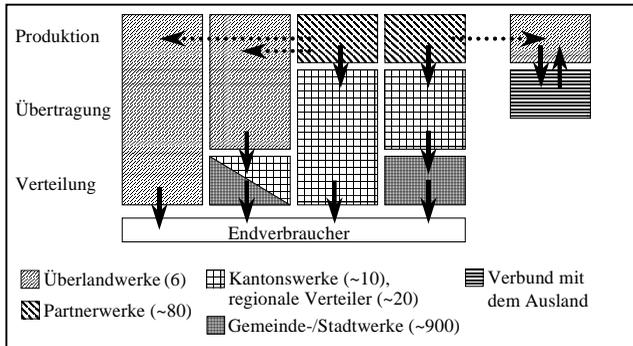
115.1 Struktur

Über 1000 Elektrizitätswerke versorgen die Schweiz mit elektrischer Energie. Aus historischen Gründen unterscheiden sie sich hinsichtlich ihrer Grösse (Absatzgebiet, abgegebene Mengen), ihrer Betriebsstruktur (Erzeugung, Übertragung, Verteilung) wie auch ihrer Organisations- und Rechtsform (Überland-, Kantons-, Gemeindewerke, lokale Genossenschaften, private Unternehmen, Partnerwerke). In einigen Kantonen und Städten ist ein einziges, vertikal integriertes Unternehmen für die ganze Versorgungskette zuständig, in anderen Kantonen wird die Versorgung über die drei Stufen Erzeugung, Übertragung und Verteilung von jeweils unterschiedlichen Unternehmen wahrgenommen. Eine schematische Übersicht gibt Figur 1:

³ Beispielsweise Optionsverträge, Futures, Forwards, Spreads, Swaps

Schematische Übersicht der schweizerischen Elektrizitätswerke

Figur 1

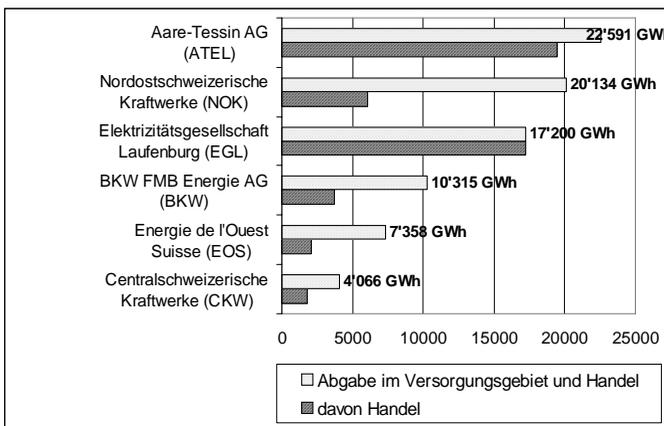


Die Unterschiede bezüglich der Grösse der einzelnen Werke sind erheblich. Die vierzig grössten Endversorgungsunternehmen decken bereits über 60 Prozent des inländischen Strombedarfs ab. Die 500 kleinsten Werke erreichen dagegen zusammen lediglich einen Marktanteil von 10 Prozent. Viele gemeindeeigene Werke sind Teil der Gemeindeverwaltung und haben weitere Aufgaben u. a. in den Bereichen der Wasser-, Gas- und Fernwärmeversorgung.

Bezüglich der Stromabgabe an Verteilunternehmen, Endkunden und im internationalen Handel bilden die *Überlandwerke* die Gruppe der grössten Unternehmen (vgl. Fig. 2). Im Inlandgeschäft dominieren die Nordostschweizerischen Kraftwerke (NOK), gefolgt von BKW FMB Energie AG (BKW), Energie de l'Ouest Suisse (EOS) und den Centralschweizerischen Kraftwerken (CKW). Der Hauptanteil der Geschäftstätigkeit der Aare Tessin AG (Atel) und der Elektrizitäts-Gesellschaft Laufenburg (EGL) liegt dagegen im internationalen Handel.

Abgegebene Energie und Anteil Handel der Überlandwerke im Jahr 1997

Figur 2

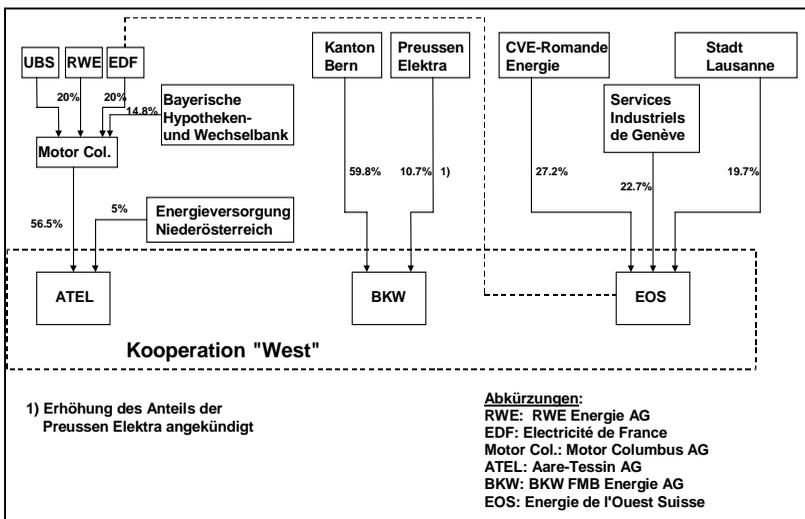


Obschon die Überlandwerke in schweizerischen Dimensionen die grössten Unternehmen der Branche bilden, sind sie im Vergleich zu anderen europäischen Unternehmen verhältnismässig klein. Der finanzielle Umsatz aller sechs Unternehmen zusammen entspricht ca. 15 Prozent von Electricité de France, ca. 20 Prozent der ENEL (Italien), ca. einem Drittel des grössten deutschen Unternehmens, der RWE, und entspricht etwa dem Umsatz der Energie Baden-Württemberg (EnBW). Dies und andere Gründe wie beispielsweise langfristige Positionierung, Desinvestitionsstrategien der schweizerischen Grossbanken, strategische Überlegungen zu Betrieb und Nutzung der Übertragungsleitungen haben dazu geführt, dass innerhalb kurzer Zeit die Bildung «Gruppe West» und «Gruppe Ost» stattgefunden hat (s. Fig. 3 und 4).

In der «Gruppe West» haben sich die BKW FMB Energie AG, Aare-Tessin AG und die Energie de l'Ouest Suisse zu einer Kooperation in energiewirtschaftlichen und energietechnischen Belangen zusammengeschlossen. Die «Gruppe Ost» wird durch die Watt-Gruppe und die an ihr beteiligte NOK gebildet.

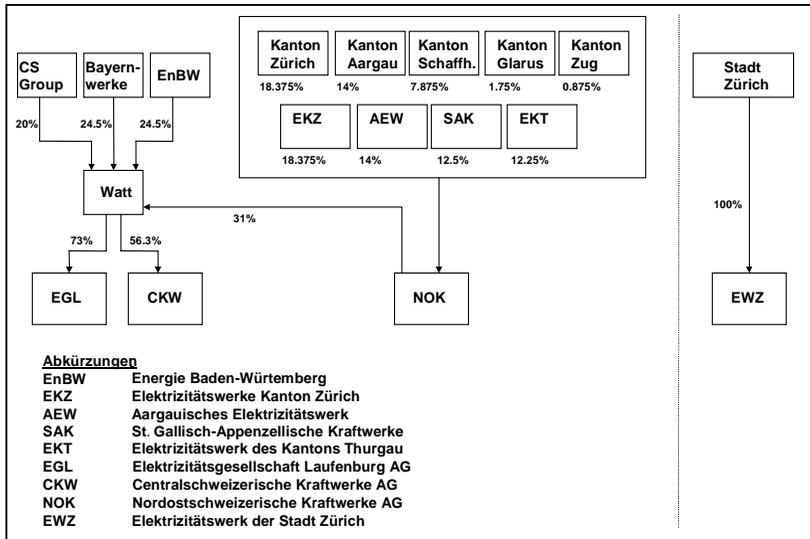
Beteiligungsverhältnisse «Gruppe West»

Figur 3



Beteiligungsverhältnisse «Gruppe Ost»

Figur 4



Das Elektrizitätswerk der Stadt Zürich (EWZ) ist nicht direkt in die «Gruppe Ost» integriert, zählt jedoch wegen ihrer beabsichtigten Zusammenarbeit im Bereich des Übertragungsnetzes zum näheren Umfeld dieser Gruppe. Das EWZ nimmt insofern einen Sonderstatus ein, da es sich nicht um ein Überlandwerk im herkömmlichen Sinne handelt. Von seiner Bedeutung bezüglich Erzeugung, eigener Übertragungsleitungen und Beteiligungen an weiteren Kraftwerken sowie Beteiligungsgesellschaften mit Strombezugsrechten im Ausland ist es den Überlandwerken jedoch vergleichbar.

Parallel zu den in beiden Gruppen bestehenden Kooperationsvereinbarungen bestehen zwei unterschiedliche Projekte zur *Gründung einer nationalen Netzgesellschaft*: Die «Gruppe West» hat die «Schweizerische Netzgesellschaft AG» gegründet, während die «Gruppe Ost» ihrerseits die Gründung der «Swissgrid AG» vorantreibt. Ferner setzt sich eine Gruppe privater Unternehmer für die Schaffung einer Netzgesellschaft ein.

Eine Besonderheit bezüglich der Kapitalverflechtung stellen die rund 80 sogenannten *Partnerwerke* dar. In der Regel handelt es sich um eigenständige Aktiengesellschaften, welche zur Finanzierung und zum Betrieb von grossen Wasser- und Kernkraftwerken gegründet worden sind. Ihre wichtigsten Aktionäre sind die Überland-, Kantons- und Gemeindewerke, sowie Kantone, Gemeinden und die SBB. Am Aktienkapital der Partnerwerke von rund 2,8 Milliarden Franken sind allein die Überlandwerke mit mehr als 70 Prozent beteiligt.

Eine eigene Kategorie bilden die *Beteiligungsgesellschaften* *AKEB* und *ENAG* mit Strombezugsrechten im Ausland. Diese Gesellschaften halten Anteile mit Investitionscharakter am französischen Kraftwerkspark (ENAG) sowie an den Kernkraftwerken Bugey und Cattenom in Frankreich und dem Kernkraftwerk Leibstadt (AKEB). Die Bezugsrechte bestehen über Jahrzehnte und ermöglichen den Import

von Bandenergie, welche im Inland konsumiert und in Schwachlastzeiten zum Betrieb der Pumpspeichieranlagen beiträgt. Bei beiden Gesellschaften sind EGL, CKW und SBB die wichtigsten Aktionäre.

115.2 Elektrizitätserzeugung in der Schweiz

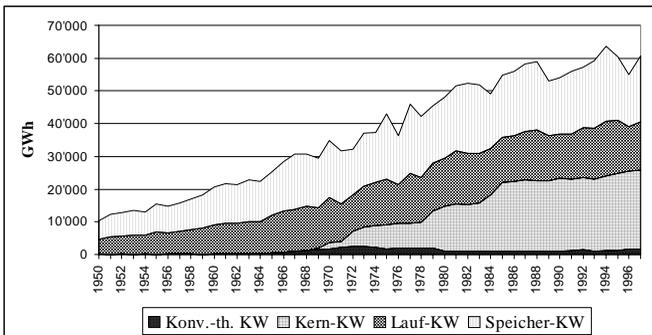
Mit einem Anteil von 56,3 Prozent an der inländischen Stromerzeugung im Jahr 1998 stellt die *Wasserkraft* die wichtigste Quelle dar. Aus Laufkraftwerken stammen 24,6 Prozent, aus Speicherkraftwerken 31,7 Prozent der Inlanderzeugung. Rund 500 mittlere und Grossanlagen mit einer Leistung über 300 kW liefern ca. 99 Prozent der aus Wasserkraft produzierten Elektrizität. Demgegenüber tragen rund 800 Kleinwasserkraftwerke mit einer Leistung unter 300 kW lediglich im Umfang von 1 Prozent zur Stromerzeugung aus Wasser bei. Die Grossanlagen sind in der Regel Partnerwerke oder im Alleinbesitz der Überlandwerke. Die mittleren und kleineren Anlagen sind im allgemeinen im Besitz von kantonalen oder regionalen Elektrizitätsunternehmen, während die Kleinwasserkraftwerke sich vielfach im Besitz von Gemeinden und Privaten befinden.

Der Anteil der fünf *Kernkraftwerke* an der Inlanderzeugung betrug 1998 40 Prozent. Die zwei grössten Anlagen in Leibstadt (1030 MW) und Gösgen (970 MW) sind Partnerwerke. Die drei kleineren Kernkraftwerke Beznau I (365 MW), Beznau II (357 MW) und Mühleberg (355 MW) sind integriert in den Unternehmen NOK und BKW Energie AG.

Die nicht-nukleare *thermische Produktion* hat 1998 3,7 Prozent zur inländischen Erzeugung beigetragen. Der Hauptanteil stammt aus dem ölthermischen Kraftwerk Vouvry und 26 Kehrichtverbrennungsanlagen. Eine weitere wichtige Gruppe bilden die 23 industriellen Gross-WKK-Anlagen und 4 Fernheizkraftwerke. Die grosse Anzahl von Klein-WKK-Anlagen (rund 700) hat bisher nur eine untergeordnete Bedeutung bei der thermischen Stromproduktion. Die Eigentumsverhältnisse sind in diesem Bereich sehr unterschiedlich. Mit Ausnahme von Vouvry (EOS) befinden sich die meisten Grossanlagen im Besitz städtischer Ver- und Entsorgungsunternehmen sowie der Industrie. Die vor allem in den letzten Jahren stark an Bestand zunehmenden Kleinanlagen sind in der Regel im Besitz Privater.

Entwicklung der inländischen Erzeugung 1950 bis 1997

Figur 5



115.3 **Finanzielle Bedeutung der Elektrizitätswirtschaft**

Im Rahmen der Elektrizitätsstatistik erhebt das Bundesamt für Energie die *Finanzdaten* von 177 Elektrizitätsunternehmen, welche rund 95 Prozent der Stromproduktion und rund 72 Prozent der Verteilung an Endverbraucher abdecken. Der Umsatz an Endverbraucher betrug 1997 rund 7,9 Milliarden Franken. Die Bilanzsumme aller dieser Unternehmen betrug 1997 rund 42 Milliarden Franken. Am Grundkapital von ca. 6,5 Milliarden Franken sind die Kantone mit rund 43 Prozent, die Gemeinden mit rund 31 Prozent, Privatpersonen und -gesellschaften mit ca. 14 Prozent, ausländische Unternehmen mit 10 Prozent sowie die SBB mit annähernd 2 Prozent beteiligt. Der Anteil am Grundkapital, welcher durch die öffentliche Hand getragen wird, dürfte noch grösser sein, da die zahlreichen in die Gemeindefinanzen direkt eingebundenen Verteilunternehmen auf kommunaler Ebene in dieser Statistik nicht berücksichtigt sind. Der Eigenfinanzierungsgrad von nur gerade rund 25 Prozent ist nicht zuletzt auf die wegen der bisher bestehenden Monopolstellung günstig beurteilte Schuldnerbonität zurückzuführen. Anleihen von Kraftwerken und Unternehmen der öffentlichen Versorgung bilden mit einer Gesamtkapitalisierung von rund 16 Milliarden Franken eines der Hauptsegmente im Schweizer Kapitalmarkt (ca. 8% des gesamten Emissionsbetrags aller Inlandanleihen per Herbst 1997). Auf der Aktivseite bilden die Investitionen in Produktionsanlagen mit 34,5 Prozent den grössten Anteil. Übertragungs- und Verteilanlagen machen demgegenüber lediglich einen Anteil von 12 Prozent aus. Die zweitgrösste Position bilden mit 19,8 Prozent die Beteiligungen an Kraftwerken und Finanzbeteiligungen.

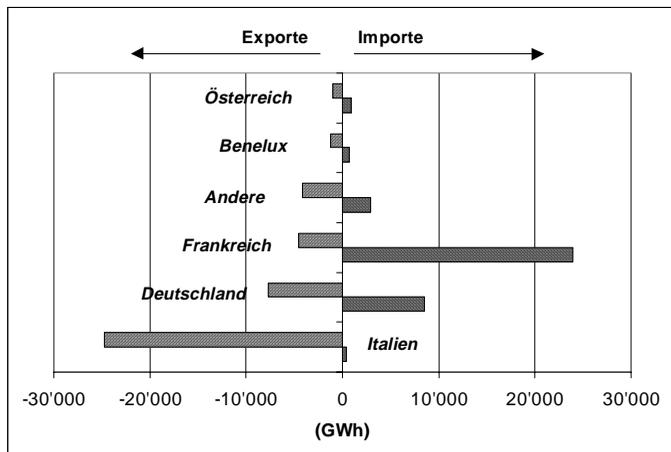
Auch aus beschäftigungs- und finanzpolitischer Sicht sind die in der Statistik erfassten Unternehmen nicht unbedeutend: Für Gehälter und Sozialleistungen wurden 1997 rund 1,9 Milliarden Franken aufgewendet, was einer Zahl von rund 20 000 Arbeitsplätzen entspricht (Schätzung). 282 Millionen Franken wurden als direkte Steuern entrichtet. Wasserrechtsabgaben und Konzessionsgebühren betragen im gleichen Jahr 373 Millionen Franken.

115.4 **Position schweizerischer Unternehmen im internationalen Energieverkehr**

Die schweizerische Elektrizitätswirtschaft hat im internationalen Elektrizitätsaustausch insbesondere zwischen Frankreich, Deutschland und Italien eine wichtige Stellung (vgl. Fig. 6). Zum einen hat die Schweiz bedeutende Reguliermöglichkeiten mit schnell zu- und abschaltbaren Speicherkraftwerken. Durch Pumpspeicherung ist es zudem möglich, energetisch weniger wertvolle Bandenergie in regulierbare Spitzenenergie umzuwandeln.

Grenzüberschreitender Elektrizitätsverkehr Schweiz 1998 (Verbund)

Figur 6



In den Nachkriegsjahren wurde ein leistungsfähiges Übertragungsnetz gebaut, das nebst der inländischen Versorgung auch den Energieverkehr mit dem Ausland ermöglicht. Zu den Nachbarstaaten bestehen Verbindungsleitungen mit hoher Kapazität (vgl. Tab. 2). Die Schaltzentrale und Koordinationsstelle im Verbund mit den Nachbarländern befindet sich bei der EGL in Laufenburg.

Internationale Verbindungsleitungen

Tabelle 2

	Leitungskapazität
Schweiz – Deutschland	10,5 GW
Schweiz – Frankreich	5,4 GW
Schweiz – Italien	3,5 GW
Schweiz – Österreich	3,2 GW

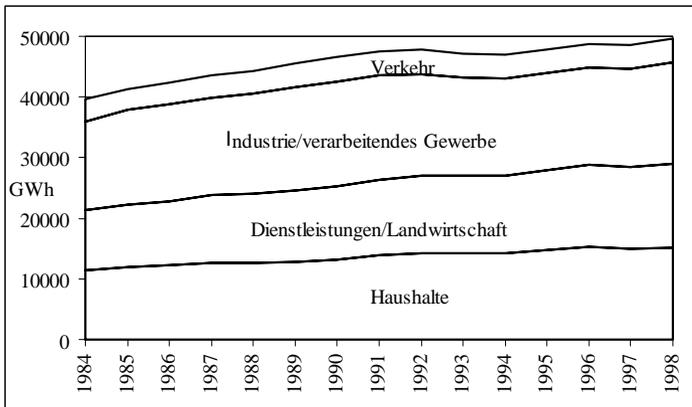
Die Schweiz besitzt damit im europäischen Vergleich eine der höchsten Interkonnectionskapazitäten im Vergleich zur inländischen Verbrauchslast.

115.5 Struktur des Elektrizitätskonsums in der Schweiz

In den letzten Jahren ist ein zunehmender Anteil des Elektrizitätsverbrauchs bei den Haushalten und im Dienstleistungssektor zu beobachten. Demgegenüber sank der Anteil der Industrie (vgl. Fig. 7). 1998 betrug der Anteil der Haushalte an Inlandverbrauch 30,5 Prozent, jener von Dienstleistungen und Landwirtschaft 28 Prozent, während im gleichen Jahr die Industrie und das verarbeitende Gewerbe 33,5 und der Verkehrssektor 8 Prozent ausmachten.

Entwicklung des Elektrizitätsverbrauchs nach Sektoren 1984 bis 1998

Figur 7



Im Vergleich zu anderen europäischen Ländern weist die Schweiz wenige Grossverbraucher von Elektrizität auf. Im wesentlichen konzentrieren sich diese auf die Branchen Stahl, Grundstoffe, Papier sowie Chemie. Gemäss einer Schätzung des VSE verbrauchen nur ca. 50 Betriebsstätten mehr als 40 GWh Elektrizität pro Jahr. Der Konsum dieser Unternehmen entspricht einem Marktanteil von ca. 8 Prozent des inländischen Verbrauchs. Demgegenüber beanspruchen diejenigen Unternehmen in der EU, welche ebenfalls mehr als 40 GWh Elektrizität pro Jahr verbrauchen, einen Marktanteil von rund 26,5 Prozent. Die Tabelle 3 gibt den inländischen Marktanteil und die Anzahl der grössten Verbraucher gemäss ihrem Jahresverbrauch wieder:

Anzahl und Marktanteil der grössten Elektrizitätsverbraucher in der Schweiz (Schätzung VSE 1997)

Tabelle 3

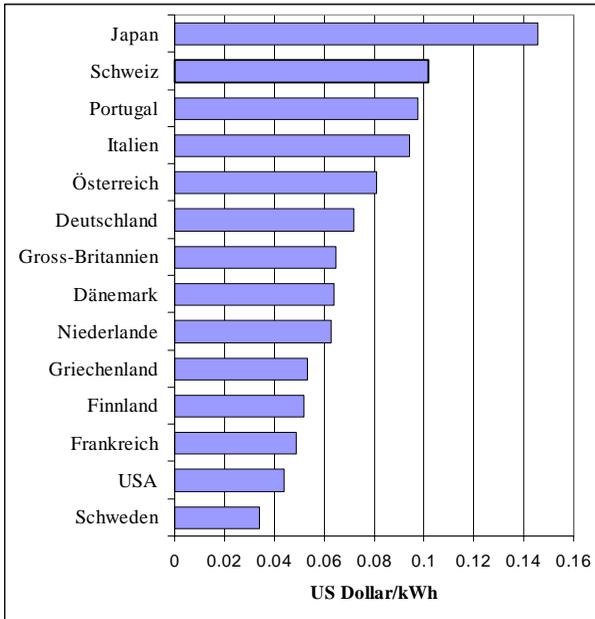
Elektrizitätsverbraucher mit Jahresverbrauch	Schätzung ganze Schweiz	
	Anzahl Unternehmen (kumuliert)	Anteil am Inlandverbrauch (Marktanteil in Prozent)
höher als 80 GWh	16	4,5%
höher als 60 GWh	24	5,6%
höher als 40 GWh	48	7,8%
höher als 30 GWh	73	9,9%
höher als 20 GWh	114	12,0%
höher als 10 GWh	249	15,7%
höher als 5 GWh	496	19,3%

115.6 Elektrizitätspreise in der Schweiz

Auf Grund der grossen Zahl der Verteilunternehmen existieren entsprechend viele Tarife, welche nicht nur in der Höhe, sondern auch nach Einteilung der Kunden (Branche, Bezugsmenge) variieren. Industriekunden werden zudem vielfach Sonderkonditionen gewährt, welche nicht oder nur ungenügend in den Statistiken widergegeben werden. Je nach verfügbaren Daten und statistischer Methode figurieren die schweizerischen Industriestrompreise entweder an oberster Stelle (Eurostat, UNIPEDA) oder im obersten Drittel hinter Portugal, Japan und Italien (Electricity Association). Nebst der Problematik der Wechselkurse (hohe Bewertung des Schweizerfrankens) ist auch der im Durchschnitt geringere Verbrauch schweizerischer Industrieverbraucher zu berücksichtigen. Mit kleinerem Jahresverbrauch sind allfällige Mengenrabatte kleiner. Zudem sind die Netzkosten bei Abnahme auf tieferen Spannungsebenen wesentlich höher. Der in Figur 8 dargestellte Vergleich der Industriestrompreise gemäss IEA-Statistik ist daher unter all den vorgenannten Vorbehalten zu beurteilen.

Vergleich der Industriestrompreise 1997 in einigen Industrieländern

Figur 8

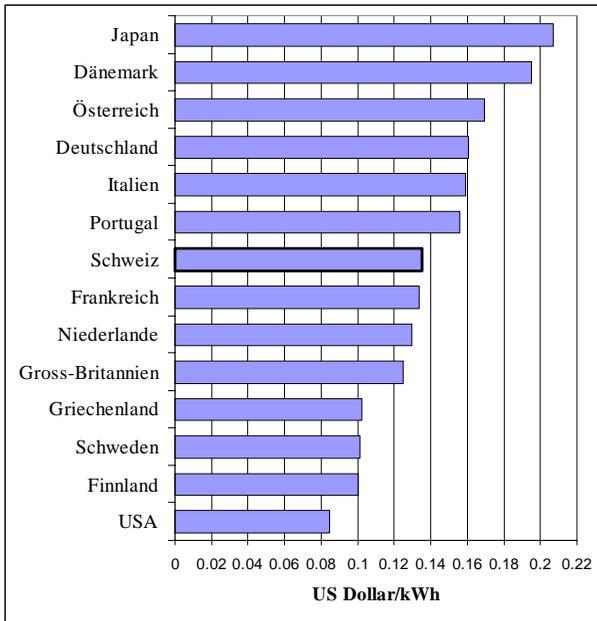


Quelle: IEA Energy Prices and Taxes 3. Quartal 1998

Ein etwas anderes Bild ergibt sich bei den Elektrizitätspreisen von Haushalten (vgl. Fig. 9). Hier befindet sich die Schweiz im Mittelfeld der europäischen und der OECD-Staaten. Hier gilt es allerdings zu berücksichtigen, dass die im Preis enthaltene Mehrwertsteuer in der Schweiz rund 10 Prozentpunkte tiefer ist als in den EU-Staaten.

Vergleich der Haushaltsstrompreise 1997 in einigen Industrieländern

Figur 9

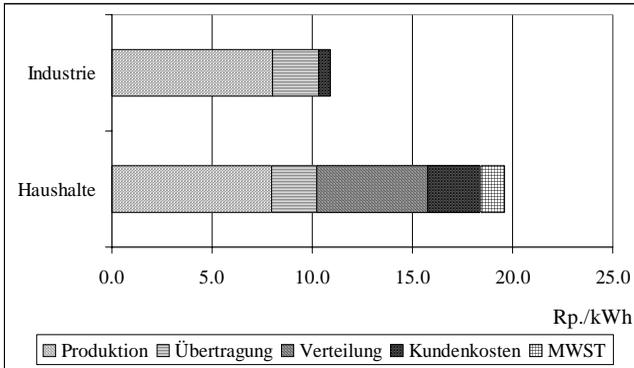


Quelle: IEA Energy Prices and Taxes 3. Quartal 1998

Die in der Schweiz von Industrie, Dienstleistungsbetrieben und Haushalten bezahlten Strompreise beinhalten die Kosten für Erzeugung, Übertragung, Verteilung und die Kundenkosten (Zählermiete, Ablesung, Fakturierung usw.) sowie bei den Haushalts- und Gewerbetarifen die Mehrwertsteuer. Der VSE hat in einer Publikation aus dem Jahr 1997 die Kostenzuteilung bei durchschnittlichen Haushalts- und Grossindustrietarifen geschätzt (vgl. Fig. 10). Beim Industrietarif beträgt der Anteil Erzeugungskosten annähernd drei Viertel. Bei den Haushaltstarifen sind die Kostenanteile der Erzeugung einerseits und jene von Übertragung und Verteilung andererseits etwa gleich gross. Verglichen mit anderen Ländern sind die absoluten Produktionskostenanteile in vergleichbarem Rahmen, die Kostenanteile von Übertragung und Verteilung jedoch im europäischen Vergleich am höchsten. Dies dürfte darauf zurückzuführen sein, dass hohe Qualitätsansprüche bestehen, die Verteilnetze weitgehend verkabelt sind und in der Vergangenheit der Bau der Übertragungsleitungen zu wenig koordiniert war. Zudem tragen die inländischen Konsumenten einen Teil der Kosten der für Import, Export und Transit beanspruchten Übertragungskapazitäten.

Durchschnittliche Kostenanteile an den Strompreisen Schweiz

Figur 10



Quelle: VSE 1997

12 Grundzüge der Marktöffnung im Elektrizitätsbereich

Die Elektrizitätsversorgung galt bisher als ein Standardbeispiel eines *natürlichen Monopols*, das wegen der Leitungsgebundenheit und fehlender Speicherbarkeit von Elektrizität dem Wettbewerb nicht zugänglich sei. Überdies befand sich die Stromversorgung in den europäischen Ländern bis zu Beginn dieses Jahrzehnts vollständig oder zumindest mehrheitlich im Besitz der öffentlichen Hand. Ihre besondere Stellung wurde mit der unverzichtbaren Infrastruktur einer funktionierenden, hochentwickelten Volkswirtschaft gerechtfertigt. Unterteilt man die Elektrizitätsversorgung in die vier Bereiche Erzeugung, Übertragung, Verteilung, sowie Anwendungen und Dienstleistungen zeigt sich, dass einzelne Bereiche durchaus unter Wettbewerbsbedingungen funktionsfähig sein können (vgl. Tab. 4).

Wettbewerbsbereiche in der Elektrizitätsversorgung

Tabelle 4

Bereiche	Wettbewerb möglich?	Beispiele für Wettbewerb vor der Marktöffnung
Erzeugung	ja	Eigenproduktion, Handel im internationalen Verbund
Übertragung	nein	–
Verteilung	evtl.	Selbstversorgung, autonomer Inselbetrieb
Verkauf, Anwendung, Energiedienstleistung	ja	Wahl der Anwendungstechnologie und der einzusetzenden Geräte, Contracting, Konkurrenz im Wärmebereich,

Mit der Marktöffnung wird in erster Linie Wettbewerb im *Erzeugungsbereich* eingeführt. In eingeschränktem Mass besteht hier bereits Wettbewerb, indem sich beispielsweise industrielle Verbraucher mit grossem Strom- und Wärmebedarf für den Einsatz einer eigenen Gasturbine entscheiden können. Zu erwähnen sind auch Wett-

bewerb und Handel im internationalen Stromverbund, an dem sich jedoch in der Schweiz im wesentlichen nur die Überlandwerke beteiligen können.

Das *Übertragungsnetz* nimmt eine für den Wettbewerb zentrale Stellung ein: Über zwei Drittel der inländischen Versorgung sowie sämtliche grenzüberschreitenden Stromtransporte werden über dieses Netz abgewickelt. Der diskriminierungsfreie Netzzugang ist daher eine der wichtigsten Bedingungen für einen funktionierenden Wettbewerb zwischen Erzeugern aus dem In- und Ausland. Dem Übertragungsnetz wird deshalb ausnahmslos in allen Ländern mit liberalisierten Elektrizitätsmärkten per Gesetz das *Monopol* für den Stromtransport übertragen. Auch aus Gründen des Landschaftsschutzes und aus wirtschaftlichen Überlegungen wäre Wettbewerb im Übertragungsbereich mit Parallelleitungen ungeeignet. Der Bau solcher Anlagen dürfte sich höchstens bei chronischen Kapazitätsengpässen wirtschaftlich lohnen. Bestehende Anlagen, an denen bereits über längere Zeit Abschreibungen vorgenommen wurden, sind in der Regel wesentlich günstiger.

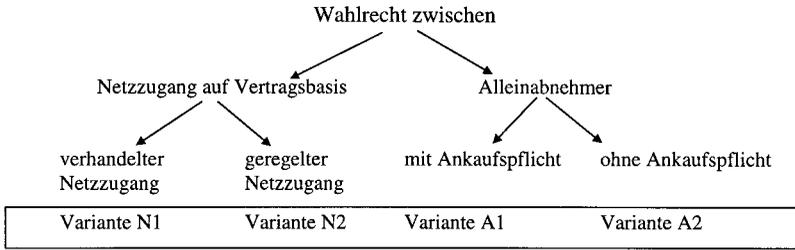
Wie Erfahrungen aus Ländern mit bereits liberalisierten Strommärkten zeigen, wird die *Funktionsfähigkeit des Marktes* über die *Regulierung des Übertragungsmonopols* mit Marktzugangsregeln, Netzbenutzungsentschädigung, Sicherstellung der Effizienz und Transparenz des Marktes sowie die Gewährleistung der Sicherheit des Versorgungssystems und des Service Public bestimmt. Obschon dies widersprüchlich erscheinen mag, ist die wirksame Regulierung des Monopols die wichtigste Voraussetzung für einen funktionierenden Wettbewerb in der Erzeugung.

Auf *Verteilebene* soll aus den gleichen Gründen wie beim Übertragungsnetz ein Monopol errichtet werden. Obschon die Anforderungen an die Neutralität der Verteilunternehmen weniger strikt sind, gelten auch hier die Grundsätze der Nichtdiskriminierung und der Transparenz. Den Verteilunternehmen werden zudem in der Regel weitere Aufgaben aus dem Bereich des Service Public auferlegt. Die individuelle Verbrauchsmessung dürfte nach wie vor durch die Verteilunternehmen erfolgen. Eine teure und inadäquate Messung kann – dies zeigen Erfahrungen aus anderen Ländern – den Wettbewerb massgeblich behindern. Es sollte deshalb möglich sein, dass auch diese Dienstleistung am Markt beschafft werden kann.

Besondere Regelungen im Bereich der *Anwendung bzw. Bereitstellung von Nutzenergie* erübrigen sich, da bereits Wettbewerb zwischen den Anbietern von Anlagen und Geräten zur Nutzung von Elektrizität besteht. Allfällige Einschränkungen des Wettbewerbs bestehen hier aus energiepolitischen Gründen, die jedoch im Energiegesetz und in kantonalen Erlassen wettbewerbsneutral geregelt sind (z. B. Verbrauchsvorschriften für Anlagen und Geräte, Bewilligungspflicht für Elektroheizungen).

121 **Marktzugangsmodell**

Mit wenigen Ausnahmen hat sich bei der Umsetzung der Binnenmarktrichtlinie der EG (s. Ziff. 51) das Modell des geregelten Netzzugangs durchgesetzt, obschon die Richtlinie mehrere Varianten gemäss Figur 11 zulässt.



Variante N1 (Fig. 11) entspricht dem Netzzugang, der in *Deutschland* mit dem Energiewirtschaftsgesetz am 29. April 1998 in Kraft getreten ist (vgl. Ziff. 54.1). Die Netzbenutzung ist bei jeder Durchleitung auszuhandeln. Nach aktuellem Stand dürfte dieses Netzzugangsmodell lediglich noch in Griechenland zum Zuge kommen.

Die *Mehrheit aller EU-Staaten* haben sich für Variante N2 entschieden. Mit dieser Variante ist der Netzbenutzungspreis gesetzlich zu regeln. Eine Regulierungsbehörde kann allfällige Missbräuche verhindern oder nachträglich korrigieren.

In Portugal und voraussichtlich auch Italien (vgl. Ziff. 54.3) wird nur die Versorgung der nicht zum Markt zugelassenen Kunden nach dem *Alleinabnehmermodell* realisiert – die zugelassenen Kunden haben Zugang zum Netz gemäss Variante N2. Das Alleinabnehmermodell wurde ursprünglich für Länder mit einer staatlichen Monopolversorgungsunternehmung konzipiert. Wegen hoher Transaktionskosten (Ankaufspflicht) und der latenten Diskriminierungsgefahr hat es stark an Bedeutung verloren.

In der Schweiz wird nach anfänglichen Diskussion der *geregelte Netzzugang* favorisiert. Die ursprünglich von der Elektrizitätswirtschaft eingebrachte Idee, regionale Alleinabnehmer im Einzugsgebiet der Überlandwerke zu schaffen, wurde fallengelassen. Diskutiert wird heute die Frage, wie die Übertragungsnetze zu einer schweizerischen Netzgesellschaft zusammengelegt werden können, um dadurch die Neutralität des Netzbetreibers, die Transparenz und Nichtdiskriminierung Dritter sicherzustellen.

Der geregelte Netzzugang

Die Festlegung der Preise der Netzbenutzung kann beim Modell des geregelten Netzzugangs nach dem Prinzip der *Kostendeckung* oder nach der *Gewinnregulierung* erfolgen. Beide Konzepte haben ihre Vor- und Nachteile: das Verursacherprinzip wird bei der Kostenorientierung zwar besser berücksichtigt, es besteht jedoch die Gefahr, dass ineffiziente Investitionen und Aufwendungen getätigt werden, da diese auf die Preise abgewälzt werden können. Die Regulierung der Gewinne zwingt die Netzbetreiber zu Effizienz, bestraft jedoch Unternehmen, welche aus unterschiedlichen Gründen teure Übertragungs- und Verteilstrukturen besitzen. In der Schweiz soll der Grundsatz der Kostenorientierung gelten. Da die Durchleitungstarife von der Schiedskommission überprüft werden können, besteht Gewähr, dass trotz fehlenden Wettbewerbs keine überhöhten Gewinne realisiert werden. Weil in der Schweiz ab Inkrafttreten des Elektrizitätsmarktgesetzes und bis auf weiteres eine

grosse Anzahl Verteilunternehmen im Markt tätig sein werden, ist es denkbar, Vergleichszahlen über Preise und Dienstleistungen der Unternehmen im Rahmen eines sogenannten «Benchmarking» zu erarbeiten.

Bei der Tarifierung soll in der Schweiz ein *distanzunabhängiger* Tarif, analog einer Briefmarke Anwendung finden. Der Verband Schweizerischer Elektrizitätswerke (VSE) hat zur Berechnung des *Netzbenutzungspreises* ein Modell erarbeitet. Für die Ermittlung der Kosten der Netzbenutzung wird vom *Anschlusspunktmodell* ausgegangen, welches mittels standardisierter Kostenrechnung die verursachten Kosten pro Netzebene abbildet. Unter Berücksichtigung der Preissolidarität innerhalb einer Spannungsebene des gleichen Netzbetreibers soll ein Preis ermittelt werden. Aufgrund der dispersen Struktur der Verteilunternehmen würden nach den aktuellen Vorstellungen des VSE über 900 verschiedene «Briefmarken» entstehen, welche vor allem in Bezug auf den untersten Netzabschnitt, d. h. bei der eigentlichen Feinverteilung, erhebliche Preisdifferenzen aufweisen können. Die Netzbenutzungspreise könnten gemäss einem Entwurf des VSE je nach Verteilunternehmen in Bandbreiten gemäss Tabelle 5 variieren. Systemdienstleistungen, Messung, Abrechnung sowie Verluste im Netz wären zusätzlich mit max. 4 Rp./kWh zu entschädigen. Die Mehrwertsteuer ist in diesen Preisschätzungen nicht inbegriffen. Zur Illustration sei hier angefügt, dass 1997 Haushalte im Durchschnitt 8,3 Rp./kWh für Übertragung und Verteilung bezahlt haben (vgl. Fig. 10). Die neu ausgewiesenen, zum Teil sehr hohen Preise (9–17 Rp./kWh) werden im Einzelnen zu prüfen sein. Hohe Durchleitungspreise sind dem Wettbewerb nicht förderlich und würden Anreize schaffen, mit günstigen Kleinanlagen, z. B. fossil betriebenen Klein-Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen, Strom am Verbrauchsort zu produzieren.

Bandbreiten der Netzbenutzungspreise

Tabelle 5

Spannungsebene	Funktion	Preis pro Netzebene	Preis auf Netzebene (kumuliert):
380/220 kV	<i>Übertragungsnetz</i> : Importe, Exporte, Transit, Abgabe an Grossverbraucher	Unter 1 Rp./kWh	Unter 1 Rp./kWh
Transformierung 380/220 kV zu 150 bis 50 kV	Transformierung vom Übertragungs- zum überregionalen Verteilnetz: Abgabe ohne Nutzung der 150 bis 50 kV Verteilnetze	Max. 1 Rp./kWh	1 bis 2 Rp./kWh
150 bis 50 kV	Überregionale Verteilnetze: Abgabe an Grossverbraucher	1 bis 3 Rp./kWh	2 bis 5 Rp./kWh
Transformierung 150/50 kV zu 30 kV	Transformierung vom überregionalen zum regionalen Verteilnetz: Abgabe ohne Nutzung der 30 kV Verteilnetze	1 Rp./kWh	3 bis 6 Rp./kWh
bis 30 kV	Regionale Verteilnetze: Abgabe an Verbraucher bis 30 kV	1 bis 2 Rp./kWh	4 bis 8 Rp./kWh
Transformierung 30 kV bis 1 kV	Transformierung vom regionalen zum lokalen Verteilnetz: Abgabe ohne Nutzung der Verteilnetze bis 1 kV	2 bis 3 Rp./kWh	6 bis 11 Rp./kWh
bis 1 kV	Lokale Verteilnetze: Abgabe an Kleinverbraucher bis 1 kV	3 bis 8 Rp./kWh	9 bis 17 Rp./kWh

In der Frage der *Organisation des Marktes* hat sich der Bundesrat mit Ausnahme des Netzzugangs nicht auf ein bestimmtes Modell festgelegt. Gemäss den internationa-

len Erfahrungen hat sich das in Grossbritannien bisher angewandte Modell des obligatorischen Pools nicht als optimal erwiesen. Bei den neu eingerichteten Marktplätzen für Elektrizität (z. B. Spanien) werden Geschäfte über einen Pool (Spotmarkt) *und* über einen Markt bilateraler Verträge (insbesondere längerfristige Bezugsverträge) getätigt. Es ist Sache der Elektrizitätswirtschaft, geeignete Massnahmen zu treffen, um einen transparenten und effizient funktionierenden Marktplatz zu gewährleisten.

122 Marktöffnungsgeschwindigkeit, Zugangskriterien

Der Strommarkt kann grundsätzlich in mehreren Etappen bis zu einem bestimmten Marktöffnungsgrad oder bis zur vollständigen Öffnung für Konsumentinnen und Konsumenten geöffnet werden. Die EU sieht eine *Öffnung in drei Schritten* bis zu einem Mindestgrad von ca. 33 Prozent bis 2003 vor. Verschiedene EU-Staaten sehen eine etappierte Liberalisierung nur gemäss den Mindestöffnungsgraden der EG-Richtlinie vor, wie beispielsweise Frankreich, Griechenland, Portugal. Andere Staaten gehen darüber hinaus, z. B. Österreich 50 Prozent im Jahr 2003, Italien 40 Prozent im 2002. Die meisten EU-Staaten sehen eine vollständige Öffnung in mehreren Schritten vor (Belgien 2010, Niederlande 2007, Spanien 2007) oder haben diese bereits vollzogen (Finnland, Deutschland, Schweden Grossbritannien).

Um den Elektrizitätsmarkt effektiv zu öffnen, sind verschiedene neue Anforderungen zu erfüllen. Nebst den rechtlichen Voraussetzungen sind dies vor allem neue institutionelle Rahmenbedingungen der Unternehmen, insbesondere Entscheidungsautonomie bei den in der öffentlichen Verwaltung integrierten Unternehmen, die Trennung von Netz und Erzeugung sowie der Aufbau der technischen Infrastruktur und Informationstechnik eines sich vermehrt dezentral organisierenden Systems. Weil feste Tarife wegfallen dürften und Energiepreise neu ausgehandelt werden können, sind geeignete Institutionen zu schaffen, die als Marktplatz dienen und Preistransparenz ermöglichen. Der Umbau vom Monopol zum Wettbewerb beansprucht daher eine gewisse Zeit.

In der Schweiz wird die Frage der Etappierung vor allem vor dem Hintergrund der Vermeidung von *nicht amortisierbaren Investitionen (NAI)* geführt (vgl. Ziff. 133). Die EU sieht zur Lösung dieses Problems vor, dass die Kommission auf Antrag eines Mitgliedstaates zeitlich befristete Ausnahmeregelungen von der Umsetzung der Richtlinie gewähren kann. Die Richtlinie umschreibt die Gründe für Ausnahmeregelungen mit «Verpflichtungen und Betriebsgarantien, welche vor Inkrafttreten der Richtlinie entstanden sind». Gemäss ausführlicheren Erläuterungen der Kommission muss es sich um klar definierte Verpflichtungen oder Garantien handeln, deren Einhaltung bei Umsetzung der Richtlinie verunmöglicht würden. Allfällige Massnahmen müssen zeitlich limitiert und angemessen sein. Darüber hinausgehende Massnahmen werden als gesetzeswidrige staatliche Beihilfe erachtet. Grundsätzlich können gemäss Kommission folgende Verpflichtungen als «stranded costs» gelten: Bestehende Verträge zur Beschaffung von Brennstoffen und Energielieferverträge, Investitionen ausserhalb der Energieversorgung, die auf Grund gesetzlicher Regelungen von den EVUs zu tragen sind (z. B. Strassen, Umweltschutzaufgaben), künftige Verpflichtungen zur Stilllegung und Abbau von Anlagen, Entsorgung nuklearer Abfälle, Investitionen in unwirtschaftliche Anlagen, welche auf Abnahmegarantien und einem Versorgungsmonopol beruhen. Bei der Berechnung der «stranded costs»

sind Effizienzfortschritte und die wirtschaftliche Tragbarkeit für die Unternehmen zu berücksichtigen. Sofern die betroffenen Unternehmen nicht in ihrem Fortbestand (z. B. durch Konkurs) bedroht sind, sollten auch sie gewisse Lasten der «stranded costs» mittragen. Kompensationen sollten in der Regel als Betriebs- und nicht Investitionsbeiträge erfolgen und zu Beginn, ohne Erstreckungsmöglichkeit, auf der Basis von Businessplänen festgelegt werden. Die Kommission beabsichtigt, alle Anträge in einem Globalverfahren im Frühjahr 1999 zu beurteilen. Die Veröffentlichung ihres Entscheids ist per Juni 1999 vorgesehen.

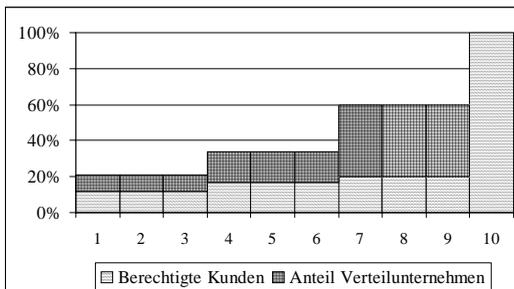
Hinsichtlich der Marktöffnungsgeschwindigkeit sind neben den Anpassungskosten der Elektrizitätswirtschaft auch die *Vorteile der inländischen Konsumenten und unabhängigen Elektrizitätsproduzenten und Dienstleister* zu berücksichtigen. Neben günstigeren Preisen, welche vor allem der inländischen Industrie und dem Gewerbe zugute kommen, dürfte die Liberalisierung auch Kleinkonsumenten Vorteile bringen. Neue Produkte wie «Ökostrom» aus erneuerbaren Energien, Energiedienstleistungen, Contracting, Stromsparberatung und ähnliches könnten bei unabhängigen Produzenten und Dienstleistern künftig frei eingekauft werden.

Auf Grund der *Reziprozitätsbestimmungen* der EU (vgl. Ziff. 51 und 52) ist auch die Frage der Liefermöglichkeiten von schweizerischem Strom in die umliegenden EU-Staaten in Abhängigkeit der Marktöffnungsgeschwindigkeit zu prüfen. Mit einer allfälligen Anwendung gegenseitiger Reziprozität würde mit einer langsamen Marktöffnung in der Schweiz anfänglich nur der Markt der Grösstkunden in den EU-Staaten zugänglich. Diese Kundengruppe ist wegen geringer Marge und zum Teil grosser Distanzen zum Erzeugungsort in der Schweiz wenig attraktiv.

Im Rahmen des *Vernehmlassungsentwurfs zum Elektrizitätsmarktgesetz* hat der Bundesrat eine Öffnung in drei Schritten vorgeschlagen: In den ersten drei Jahren nach Inkrafttreten des Elektrizitätsmarktgesetzes würden die Grosskonsumenten mit einem jährlichen Mindestverbrauch von 20 GWh zugelassen. Gleichzeitig erhielten die Verteilunternehmen im Umfang von 10 Prozent ihres Absatzes an feste Kunden Marktzutritt. In einem weiteren Dreijahresschritt würden die Grosskonsumenten mit mindestens 10 GWh Jahresverbrauch sowie die Verteilunternehmen im Umfang von 20 Prozent ihres Absatzes an feste Kunden zugelassen. Im letzten Dreijahresschritt erhielten schliesslich die Grossverbraucher mit mindestens 5 GWh Jahresverbrauch und die Verteilunternehmen im Umfang von 50 Prozent ihres Absatzes an feste Kunden Marktzutritt. Neun Jahre nach Inkrafttreten des Gesetzes sollte der Strommarkt in der Schweiz vollständig geöffnet sein (vgl. Fig. 12).

Marktöffnungsschritte gemäss Vernehmlassungsentwurf EMG

Figur 12

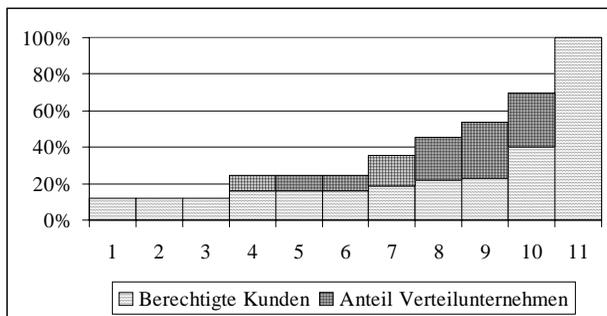


Der Marktöffnungsfahrplan des Vernehmlassungsentwurfs hätte eine Marktöffnung von ca. 21 Prozent in den ersten drei Jahren, von ca. 34 Prozent in den folgenden drei Jahren und von rund 60 Prozent in den letzten drei Jahren zur Folge. Im zehnten Jahr der Marktöffnung hätten alle Konsumentinnen und Konsumenten Zugang zum Markt.

Ein weiterer Vorschlag zur Öffnung des Marktes wurde vom Verband Schweizerischer Elektrizitätswerke VSE als Resultat der *Brancheneinigung* zwischen den Mitgliedern des VSE und von Wiederverkäuferorganisationen vom 24. Dezember 1997 eingebracht. Der Vorschlag unterscheidet sich vom Vernehmlassungsentwurf zum Elektrizitätsmarktgesetz darin, dass der Markt in einem Zeitraum von mindestens zehn Jahren zu öffnen wäre. Dazu wären im Elektrizitätsmarktgesetz (EMG) für die ersten sieben Jahre die Schwellenwerte für die berechtigten Endverbraucher und die prozentualen Anteile für die Versorgungs- und Verteilunternehmen festzuhalten. In den ersten drei Jahren hätten nur die Grosskonsumenten mit einem jährlichen Mindestverbrauch von 20 GWh Marktzutritt. Im vierten bis sechsten Jahr würden die Grosskonsumenten mit einem jährlichen Mindestverbrauch von 9 GWh sowie die Verteilunternehmen im Umfang von 10 Prozent ihres Absatzes an feste Kunden zugelassen. Im 7. Jahr würden Grosskonsumenten mit einem jährlichen Mindestverbrauch von 5 GWh und die Verteilunternehmen im Umfang von 20 Prozent ihres Absatzes an festen Kunden zugelassen. Die Stufen des 8. bis 10. Jahres wären in Verhandlungen mit dem Bundesrat noch festzulegen. Vorgesehen wäre ein Marktzutritt der Grosskonsumenten mit Mindestverbrauch von 4 GWh im 8. Jahr, von 3 GWh im 9. Jahr und 0,25 GWh im 10. Jahr. Der eigenständige Marktzutritt der Verteilunternehmen wäre ebenfalls in den Verhandlungen mit dem Bundesrat festzulegen. Vorgesehen wären 30 Prozent des Absatzes an festen Kunden im 8. Jahr, 40 Prozent im 9. Jahr und 50 Prozent im 10. Jahr (vgl. Fig. 13).

Marktöffnungsschritte gemäss Brancheneinigung VSE

Figur 13



Der Marktöffnungsfahrplan des VSE hätte eine erhebliche Verzögerung der Marktöffnung zur Folge. Erst im 7. Jahr nach Inkrafttreten wäre eine mit der EU vergleichbare Marktöffnung von 35 Prozent möglich. Der Vorteil dieser Regelung besteht darin, dass auch neuere oder kürzlich erneuerte teure Erzeugungsanlagen ganz oder weitgehend amortisiert werden könnten (vgl. Ziff. 133).

Im Rahmen der Vernehmlassung wurde ein drittes Modell seitens der Regierungskonferenz der Gebirgskantone in Diskussion gebracht. Diese Variante möchte eine

möglichst rasche Marktöffnung, schlägt jedoch keine konkreten Schwellenwerte oder Marktöffnungsquoten vor. Es ist davon auszugehen, dass der Elektrizitätsmarkt nach dieser Variante in zeitlicher Hinsicht und bezüglich der Marktöffnungsquoten nach dem Rhythmus der EU geöffnet werden sollte. Nach einem solchen Modell wäre der Markt ab Inkrafttreten des Elektrizitätsmarktgesetzes mindestens um 30 Prozent, beispielsweise für Grosskonsumenten mit einem Jahresverbrauch von mindestens 10 GWh sowie für die Verteilunternehmen im Umfang von 20 Prozent ihrer Abgabe an feste Kunden, zu öffnen. Die Regierungskonferenz der Gebirgskantone schlägt zur Abfederung allfälliger nicht amortisierbarer Investitionen die finanzielle Unterstützung aus einem durch eine Lenkungsabgabe auf Energie zu äufnenden Fonds vor. Dies sollte nur in schwerwiegenden Fällen möglich sein und würde ein Verpfändung der betroffenen Anlage und die Abtretung von Aktien des Unternehmens voraussetzen.

Im Rahmen der Beratungen zum Förderabgabebeschluss (FAB) ist ein ähnliches Modell in Diskussion. Dabei wäre es möglich, Finanzhilfen an Wasserkraftwerke auszurichten, welche wegen der Öffnung des Elektrizitätsmarktes vorübergehend nicht amortisierbar sind. Gemäss diesem Modell würde es dem Bundesrat obliegen, die betroffenen Anlagen einzelfallweise zu bezeichnen. Wenn sich die Ertragslage dieser Unternehmen längerfristig verbessern würde, wären die Finanzhilfen wieder zurückzuerstatten. Noch offen ist die Frage, ob die gewährten Finanzhilfen mittels Verpfändung gegenüber dem Finanzgeber abgesichert werden sollen.

123 Schweizerische Netzgesellschaft, Entflechtung Verteilnetze

Eine der wichtigsten Voraussetzungen für einen funktionierenden Elektrizitätsmarkt ist der *diskriminierungsfreie Zugang* zum Netz für zugelassene Kunden und ihre Lieferanten (vgl. Ziff. 121). Bei der Stromübertragung muss dafür gesorgt werden, dass die Betreiber des Übertragungsnetzes strikte Neutralität gegenüber Dritten einhalten. Der Bundesrat spricht sich deshalb für die Schaffung einer von den Erzeugungsunternehmen unabhängigen schweizerischen Netzgesellschaft aus. Die Schaffung je einer «schweizerischen» Netzgesellschaft der «Gruppe West» und der «Gruppe Ost» erfüllt die gestellten Anforderung nicht. Das Argument, dass zwei schweizerische Netzgesellschaften Wettbewerb im Netz ermöglichen, ist wegen den physikalischen Eigenheiten des Netzes nicht stichhaltig. Zudem erstrecken sich ihre Netze im Wesentlichen über zwei unterschiedliche Regionen. Womöglich könnte eine Zweiteilung des Netzes den Wettbewerb in der Erzeugung behindern und dabei die Belieferung von in- und ausländischen Kunden beeinträchtigen. Ein weiteres Argument für die Schaffung einer Netzgesellschaft liegt in den institutionellen Beziehungen zu den Netzbetreibern in den EU-Ländern. Fragen der Tarifierung grenzüberschreitender Stromlieferungen oder der Behandlung von Transiten durch die Schweiz sollten im Interesse des ganzen Netzes sowie der Sicherheit und Stabilität des ganzen Systems behandelt werden, welches trotz seiner Leistungsfähigkeit relativ klein ist. Da mit der Pflicht, Dritten den Zugang zum Netz nichtdiskriminierend zu gewährleisten, die strategische Bedeutung des Netzes für die heutigen Eigentümer verloren geht, gibt es keine ökonomisch zu rechtfertigenden Gründe mehr für eine Mehrzahl an Netzgesellschaften in der Schweiz.

Auf der Ebene der Verteilnetze gehen die Anforderungen an die Neutralität der Betreiberinnen weniger weit. Zur Vermeidung von Quersubventionen sind für alle

Unternehmensbereiche getrennte Konten zu führen. So sollen die Aktivitäten in Erzeugung und Netzbetrieb, aber auch Aktivitäten ausserhalb des Elektrizitätssektors (z. B. Wasser- und Gasversorgung) buchhalterisch getrennt werden.

124 **Gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen**

Die EG-Richtlinie ermöglicht in diesem Bereich weitgehende Kompetenzen, welche jedoch nur in wenigen Ländern extensiv zur Anwendungen kommen (z. B. Frankreich, vgl. Ziff. 54.2). Da sowohl die bestehende Elektrizitätsversorgung in der Schweiz als auch die beabsichtigte Marktöffnung keine sozialpolitischen Funktionen wahrnehmen müssen, beschränken sich die diesbezüglichen Verpflichtungen ähnlich wie in anderen Staaten mit vollständiger Marktöffnung auf die Sicherstellung des Anschlusses aller Konsumentinnen und Konsumenten an das Netz (vgl. Ziff. 204) und auf die Preissolidarität bei der Netzbenutzung (vgl. Ziff. 202.2).

125 **Umweltschutz, energiepolitische Ziele**

Die EG-Richtlinie sieht vor, auch den *Umweltschutz* und *energiepolitische Ziele* bei der Liberalisierung zu berücksichtigen. Die Umsetzung dieser Möglichkeit ist jedoch auf folgende Anwendungsfälle beschränkt.

- Wenn die Kapazitäten im *Übertragungsnetz* knapp oder ungenügend sind, kann der Transport von Strom aus erneuerbaren Energien gegenüber Strom aus nicht erneuerbaren Energieträgern den Vorrang erhalten. Lieferungen aus dem In- und Ausland sind dabei gleichgestellt.
- Beim Betrieb der *Verteilnetze* kann der vorrangige Einsatz von Erzeugungsanlagen, die erneuerbare Energien nutzen, zur Auflage gemacht werden.

Die Priorisierungsregel bereitet nach heutiger Erfahrung in der Anwendung praktische Probleme, indem nicht jederzeit die Auslastung des Netzes und darüber abgewickelte Verträge kontrolliert werden können. Ohnehin dürfte die Anwendung der Priorisierung im Übertragungs- und Verteilnetz nur auf Kapazitätsengpässen beschränkt bleiben, was bei einem gut ausgebauten Netz wenig wahrscheinlich oder nur kurzfristig anzutreffen ist.

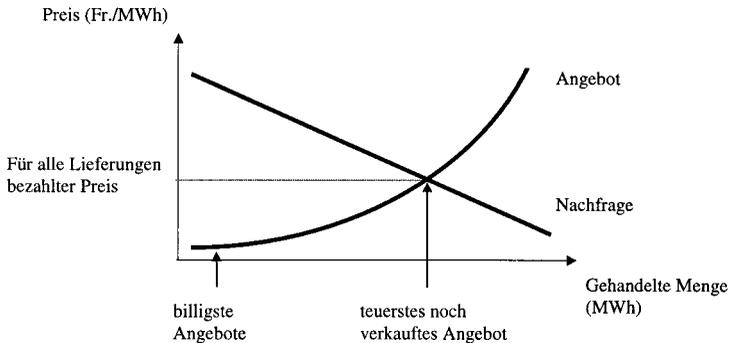
13 **Auswirkungen der Marktöffnung**

131 **Überlegungen zur Preisentwicklung**

Die Frage, wie sich die *Preise im liberalisierten Markt* entwickeln, kann zum heutigen Zeitpunkt nicht abschliessend beantwortet werden. Wettbewerb unter den Erzeugern wird sicher dazu führen, dass nur die Angebote mit den jeweils günstigsten Preisen ihre Käufer finden. Zuerst werden diejenigen Anlagen zur Produktion eingesetzt, welche die geringsten Kosten aufweisen. Bis die Nachfrage gedeckt ist, werden Angebote der nächstteurer produzierenden Anlagen nachgefragt. Nach den Preisbildungsmodellen bestehender Elektrizitätsmärkte wird der Preis in der Höhe des teuersten noch verkauften Angebots festgelegt. Figur 14 zeigt einen idealtypischen Verlauf einer Preisbildung.

Preisbildung am Markt

Figur 14



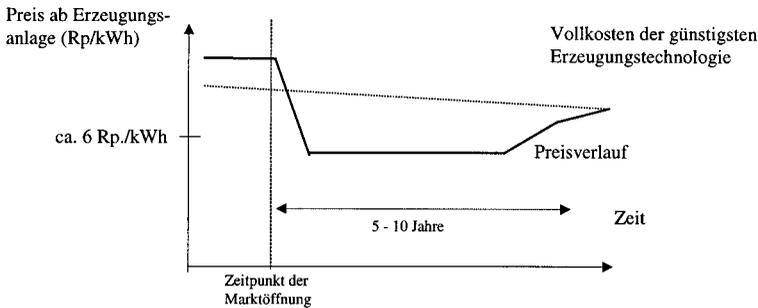
Ein Produzent kann sein Preisangebot nicht beliebig tief ansetzen. Kurzfristig kann er auf seinen Gewinn verzichten und evtl. Amortisation und Verzinsung des Fremdkapitals hinauszögern. Die variablen Kosten muss er jedoch decken. Das teuerste noch am Markt absetzbare Angebot liegt daher bei den *variablen Kosten* der *am teuersten produzierenden relevanten Erzeugungsanlagen*. Im europäischen Kraftwerkspark weisen *kohlebefeuerte Dampfkraftwerke* die höchsten variablen Kosten von ca. 5,5 bis 5,7 Rp./kWh auf. Es kann daher angenommen werden, dass im Tiefpunkt der Preisentwicklung Bandenergie auf diesem Preisniveau gehandelt wird, sofern keine Quersubventionierung aus anderen Bereichen – z. B. mit höheren Preisen belieferte Kunden ohne Marktzugang – erfolgen. Kurzfristig und saisonal bedingt wäre an den Spotmärkten immer noch mit Preisausschlägen nach unten zu rechnen.

Obschon die Schweiz Konkurrenzvorteile wegen der tiefen variablen Kosten des Erzeugungsparks aufweist, darf nicht ausser Acht gelassen werden, dass die inländischen Wasser- und Kernkraftwerke vergleichsweise hohe Fixkosten in Form von Kapitalkosten aufweisen.

Bei einem mittel- bis längerfristigen Preisniveau in der Höhe von durchschnittlich ca. 5,5 bis 5,7 Rp./kWh dürften die kohlebefeuerten Dampfkraftwerke aus wirtschaftlichen Gründen (fehlende Verzinsung und Amortisation des Fremdkapitals) zuerst stillgelegt werden. Dadurch könnte ein wesentlicher Teil der europäischen Überkapazitäten abgebaut werden. Die Preise könnten anschliessend wieder steigen und sich mindestens bei den Vollkosten der günstigsten Technologien, aus heutiger Sicht wahrscheinlich gasbetriebene Kombikraftwerke, einpendeln. Die Preise für Grundlast und insbesondere Spitzenenergie dürften danach längerfristig wieder etwas steigen. Figur 15 illustriert einen möglichen Preisverlauf in den nächsten fünf bis zehn Jahren nach der Marktöffnung. Dieser Preisverlauf basiert auf theoretischen Überlegungen und hat deshalb rein indikativen Charakter. Da die effektiven Preise aus dem Marktprozess resultieren, sind sie nur schwer prognostizierbar.

Möglicher Verlauf der realen Erzeugerpreise in Europa (schematisiert)

Figur 15



Möglicherweise kann sich der Abbau der Überkapazitäten und damit das Einpendeln der Preise auf ein etwas höheres Niveau verzögern. Dafür wären Marktverzerrungen verantwortlich, wie beispielsweise staatliche Interventionen auf den Märkten für Gas und Kohle, die durch Subventionen aus allgemeinen Mitteln der öffentlichen Haushalte oder Aufpreise durch die Konsumenten bezahlt würden (z. B. englische Kohlekraftwerke, Ziff. 114). Im weiteren ist auch die wachsende Zahl von gasgefeuerten Anlagen zu berücksichtigen, deren variable Kosten wegen sogenannter «take or pay»-Verträge⁴ annähernd bei null sind. Die schrittweise Öffnung, zu Beginn nur für Grosskunden sowie nur eine teilweise Öffnung können Marktverzerrungen mit sich bringen: im Teilmarkt der zugelassenen Kunden dürften die günstigsten Preise gehandelt werden, während im Teilmarkt der festen Kunden höhere Preise bezahlt und wirtschaftlich unrentablere Anlagen weiterhin betrieben werden.

Aus den vorangehenden Überlegungen können folgende Schlussfolgerungen gezogen werden⁵:

- Mit den bestehenden europaweiten Überkapazitäten werden in einer Übergangsphase die Produzentenpreise tendenziell bis knapp unter das Niveau der variablen Kosten der teuersten Werke fallen. Auch in einem unvollkommenen Markt dürfte dort der Tiefpunkt zu liegen kommen. Dies bestätigen Erfahrungen aus England, wo bei bestehenden Überkapazitäten die Poolpreise nicht wesentlich unter ca. 6 Rp./kWh gefallen sind.
- Je kleiner die Marktöffnungsschritte ausfallen und je grösser der Prozentsatz der festen Kunden am Stromumsatz von vertikal integrierten Unternehmen bleibt, um so mehr können die Preise auf dem Spotmarkt sinken, da die dort gehandelten Überschüsse nur noch Deckungsbeiträge abwerfen müssen.
- Von der Preissenkung profitieren in erster Linie die Grossbezüger der Industrie und in zweiter Linie die mittleren und kleineren industriellen Kunden. In England sind für diese Verbraucherkategorien die Preise zwischen 1990 und 1997 um zwischen 24 und 30 Prozent gesunken. Die Haushalte kamen erst

⁴ Bei «take oder pay»-Verträgen werden feste Energiemengen oder Kapazitäten mit Lieferung innerhalb eines bestimmten Zeitraums gekauft und bezahlt, unabhängig davon ob sie tatsächlich bezogen werden.

⁵ vgl. Untersuchung «Strommarktliberalisierung, Auswirkungen der Marktöffnung, kompensatorische Massnahmen», Econcept, Januar 1998, EDMZ Nr. 805.588

in den letzten zwei Jahren in den Genuss von Preissenkungen in der Höhe von 11 Prozent.

- Mittel- und längerfristig werden sich die Preise an den Grenzkosten der günstigsten Erzeugungenergie orientieren. Spitzenenergie wird im Vergleich zur Grundlastenergie (wieder) deutlich teurer sein.
- Ein längeres Verharren der Produzentenpreise auf dem Niveau der variablen Kosten wäre für die meisten Erzeuger finanziell nicht verkraftbar. Der bereits sichtbare Konzentrationsprozess dürfte sich rasant beschleunigen und oligopolistische Strukturen herbeiführen. Damit gewinnen die Produzenten die Marktmacht, das Angebot der Nachfrage anzupassen, um damit ihre vollen Kosten und eventuell eine Monopolrente auf die Verteiler und Konsumenten zu überwälzen.
- Für die Wasserkraft in der Schweiz, insbesondere für die Speicherwerke, verbessert sich nach einer Durststrecke die Marktposition. Je schneller der Markt europaweit geöffnet wird und Überkapazitäten abgebaut werden, desto mehr dürften die Preise für Spitzenenergie wieder anziehen.

132 Wirtschaftliche Auswirkungen

In der Schweiz dürften allen voran energieintensive Unternehmen der Basisindustrie von den günstigeren Preisen profitieren. Eine 1997 veröffentlichte Studie der Universität Köln schätzt, dass wegen tieferer Produktionskosten günstigere Endprodukte hergestellt würden, welche das verfügbare Einkommen der Endverbraucher erhöhen und damit die Wirtschaft ankurbeln. Wie stark dieser Effekt letztlich sein wird, kann nicht bestimmt werden, da Mindereinnahmen aus dem Elektrizitätssektor zu tieferen Einkommen der öffentlichen Hand und in der Folge zu geringerer Investitionstätigkeit und Arbeitseinkommen führen könnten. Die Preissenkung dürfte jedoch nicht die einzige und wichtigste Verbesserung sein, die durch die Marktöffnung zu erwarten ist. Wesentlich für die Volkswirtschaft dürfte die insgesamt stärkere Marktorientierung der Elektrizitätsbranche sein. Die Marktöffnung soll deshalb auch das *Kernstück der Revitalisierungsanstrengungen* im Elektrizitätsbereich sein, die vom Bundesrat im Rahmen des zweiten Massnahmenpakets zur marktwirtschaftlichen Erneuerung gefordert wurden.

133 Auswirkungen auf die inländische Elektrizitätserzeugung

Die Auswirkungen der verstärkten inländischen und europäischen Konkurrenz nach der Marktöffnung werden am stärksten bei der *Stromerzeugung* spürbar werden. Bisher wurde bei den langfristigen Kraftwerksinvestitionen davon ausgegangen, dass die resultierenden Gestehungskosten auf die Preise bzw. Tarife überwälzt werden können. Die Liefer- und Bezugsverhältnisse waren in der Regel durch die Struktur der Überland-, Kantons- und Verteilwerke gegeben oder durch langfristige Verträge abgesichert. Mit der Marktöffnung ändern sich diese Verhältnisse, da die zugelassenen Kunden frei am Markt von den günstigsten Angeboten profitieren können. Bei Erzeugungsanlagen mit sehr hohen Gestehungskosten können mit den zu erwartenden tiefen Produzentenpreisen die Vollkosten nicht mehr gedeckt wer-

den. Dadurch können einige Anlagen nicht mehr im vorgesehenen Ausmass abgeschrieben werden. Es werden sich *nicht amortisierbare Investitionen (NAI)* ergeben.

Das Bundesamt für Energie (BFE) hat das Ausmass der NAI in einer in Zusammenarbeit mit der Elektrizitätswirtschaft durchgeführten Untersuchung abschätzen lassen⁶. Je nach Geschwindigkeit der Marktöffnung und des Abbaus der europaweiten Überkapazitäten wurden Szenarien über die Preisentwicklung erstellt und daraus die Höhe der NAI abgeleitet. Bei den als am wahrscheinlichsten erachteten Preisszenarien 3 und 5 und bei Realzinsen von 3 bis 4 Prozent ergeben sich *NAI von 700 bis 1800 Millionen Franken* (s. Tab. 4).

Unter moderaten Annahmen über die Preisentwicklung und bei mittelfristigem Abbau der Stromüberkapazitäten sind gemäss der erwähnten Untersuchung des BFE zwei Drittel der 44 geprüften neueren Laufkraftwerke nicht voll amortisierbar. Darunter fallen vor allem Werke mit einer Leistung von bis zu 10 Megawatt. Gut 40 Prozent der Laufkraftwerke liegen im Berggebiet. Von den zehn untersuchten jüngeren Speicherkraftwerken sind fünf nicht voll amortisierbar. Sie liegen im Berggebiet, sind aber Partnerwerke von Gesellschaften im Unterland. Bei beiden Arten von Wasserkraftwerken sind es wenige unwirtschaftliche Anlagen, die für einen grösseren Teil der totalen NAI verantwortlich sind. Betroffen sind auch *Kernkraftwerke*.

Gemäss den Annahmen des *Verbands Schweizerischer Elektrizitätswerke (VSE)* in Szenario 6 werden bei einer Marktöffnung 1999 NAI in der Höhe von *4,8 Milliarden Franken* geschätzt. Der VSE unterstellt wesentlich tiefere Preisannahmen, die sich an den heutigen Spotmarktpreisen orientieren, und erwartet eine länger anhaltende und stärkere Marktwirkung. In den 4,8 Milliarden Franken sind die *langfristigen Bezugsrechte im Ausland* in der Höhe von 3 Milliarden Franken nicht enthalten, die nach Ansicht des VSE bei einer allfälligen Entschädigung ebenfalls zu berücksichtigen sind.

Nicht amortisierbare Investitionen gemäss verschiedenen Preisszenarien

Tabelle 6

Nicht amortisierbare Investitionen [Mio. Fr. 1999]				
Preisszenario 2 Überschüsse bis 2005, nachher etwas höhere Preise als heute	Preisszenario 3 Überschüsse bis 2005, nachher tie- ferere Preise als heute Wahrscheinliches Szenario bei Still- legungen	Preisszenario 4 Überschüsse bis 2005, nachher deutlich höhere Preise als heute	Preisszenario 5 Überschüsse bis 2009, nachher wie Szenario 3 Bei längeren Pro- duktionsüber- schüssen wahr- scheinlich	Preisszenario 6 Überschüsse bis 2009, nachher ähnlich Szenario 3 Variante Elektri- zitätswirtschaft, lan- ge anhaltende Überschüsse mit tiefen Preisen
Öffnung 1999 (europ. Markt- preise ab 1999)				
Zinssatz r=3%	655	1205	277	1454
Zinssatz r=4%	901	1416	337	1766
Öffnung 2006 (europ. Markt- preise ab 2006)				
Zinssatz r=3%	331	668	94	821
Zinssatz r=4%	343	714	128	858

⁶ Nicht amortisierbare Investitionen als Folge der Marktöffnung im Elektrizitätsbereich, Econcept, September 1997, EDMZ-Nr. 805.586 d

Wie sich die Preise entwickeln und in der Folge auf die Amortisierbarkeit der in Frage stehenden Investitionen in der Schweiz auswirken werden, wird sich erst am Markt erweisen. Es gilt jedoch festzuhalten, dass die betroffenen Unternehmen unterschiedlich auf diese NAI reagieren können. Einige Überlandwerke dürften durchaus in der Lage sein, die Amortisation durch Auflösung von Reserven vorzeitig zu tätigen (beispielsweise NOK im Falle der Kraftwerke Ilanz). Denkbar wäre auch ein Verkauf von Netzanlagen an die schweizerische Netzgesellschaft, um aus den Erlösen Fremdkapital zurückzubezahlen. Kleineren Unternehmen, wie Kantons- oder Verteilwerken, stehen solche Möglichkeiten nicht zur Verfügung.

Den Zahlen in Tabelle 6 liegen die von den Elektrizitätsunternehmen *heute ausgewiesenen Kosten* zu Grunde. Diese enthalten die noch heute üblichen Gewinne, Abgaben und sonstigen Vergütungen und schöpfen auch die vorhandenen Kostenreduktionspotentiale nicht aus. Eine Reduktion der ausgewiesenen Gesteungskosten (inkl. Gewinne und gewinnabhängige Steuern) um 20 Prozent würde die geschätzten NAI *um mehr als ein Viertel* reduzieren. Im Weiteren gilt es zu berücksichtigen, dass das am wahrscheinlichsten geltende Szenario 5 mit NAI in der Höhe von 1,8 Milliarden Franken von einer vollständigen Marktöffnung ab dem Jahr 1999 ausgeht. Da die ersten Marktöffnungsschritte jedoch erst mit dem Inkrafttreten des Elektrizitätsmarktgesetzes, d. h. ab dem Jahr 2001 zu erwarten sind, würde die Höhe der NAI weiter reduziert. Mit einer schrittweisen Marktöffnung im Umfang von 21 Prozent in den ersten drei Jahren und 34 Prozent in den folgenden drei Jahren reduzieren sich die NAI nochmals, da im Bereich der festen Kunden während der Übergangsfrist immer noch Preise in der Nähe des gegenwärtig herrschenden Niveaus überwälzt werden könnten. In der Studie ebenfalls nicht eingerechnet worden ist die Leistungserhöhung für das Kernkraftwerk Leibstadt, welche die Gesteungskosten dieses Werks längerfristig auf ein wettbewerbsfähiges Niveau senkt. Eine aktualisierte Schätzung der NAI dürfte unter all diesen Annahmen *wesentlich tiefer* ausfallen. Im Übrigen hat sich der Bundesrat im Zuge der Leistungserhöhung für das Kernkraftwerk Leibstadt und der Verlängerung der Betriebsbewilligung für das Kernkraftwerk Mühleberg gegen eine Deckung der NAI für Kernkraftwerke ausgesprochen.

134 Auswirkungen auf die Struktur der Elektrizitätswirtschaft

Die Strukturen der Elektrizitätswirtschaft haben sich in allen Ländern mit Marktöffnung meist deutlich verändert. Auch in der Schweiz ist eine derartige Entwicklung insbesondere in Bezug auf die kleinräumigen und verschachtelten Strukturen zu erwarten. Kosten- und Produktivitätsdruck werden dazu führen, dass Spar- und Effizienzpotentiale durch vermehrte *Zusammenarbeit oder Zusammenschlüsse* mit anderen Unternehmen genutzt werden. Dazu kommt, dass die Grössenvorteile eines Unternehmens immer wichtiger werden. Grossunternehmen können beim Einkauf von Investitions- und Betriebsmitteln sowie am Kapitalmarkt ihre Marktmacht zu Gunsten besserer Konditionen ausspielen und verfügen über mehr Information und Fachwissen. Strukturveränderungen sind aber auch dann eine zwangsläufige Folge, wenn Unternehmen wegen finanzieller Probleme nicht überleben können und Fusionen, Verkauf oder, im schlimmsten Fall, Konkurse anstehen.

Die Anpassungsdynamik dürfte unterschiedlich sein, je nach dem ob ein Unternehmen dem Erzeugerwettbewerb ausgesetzt oder im regulierten Umfeld von Übertra-

gung und Verteilung tätig ist. Im Bereich der *Erzeugung* dürfte mit einer beschleunigten Konzentration von Unternehmen zu rechnen sein, wie Erfahrungen aus England und den Niederlanden zeigen. Bei den *Überlandwerken* stehen, wie bereits geschehen, vor allem Allianzen und Verflechtungen mit in- und ausländischen Partnern im Vordergrund. Unter den *Partnerwerken* dürfte eine Entflechtung durch Austausch von Beteiligungen zu erwarten sein, welche bei den künftigen Konkurrenten zu klaren Eigentums- und Mehrheitsverhältnissen führen wird.

Bei den *Verteilunternehmen* dürfte nach der Marktöffnung ein weniger starker Konkurrenz- und Kostendruck herrschen als bei den Erzeugungsunternehmen, da sie eher ihre Kosten den Verbrauchern überwälzen können. Aber auch bei den Verteilunternehmen werden die Grössenvorteile zu *Unternehmenskonzentrationen* führen. Durch genügend starke Nachfragemacht kann der wichtigste Kostenfaktor, die Strombeschaffung, wesentlich beeinflusst werden. Grössenvorteile können auch in den administrativen Bereichen der Verbrauchsmessung und Abrechnung genutzt werden. Wie Erfahrungen aus anderen Ländern zeigen, können sich *neue Geschäftsfelder* durch Allianzen mit branchenfremden Unternehmen aus den Bereichen Telekommunikation, Betrieb und Unterhalt, Haustechnik, Sicherheit usw. ergeben. Die in den letzten Jahren in der Schweiz beobachtbare Entwicklung zu Energiedienstleistungsunternehmen, welche im Wärmemarkt, in Erzeugung, Handel und Verkauf von erneuerbaren Energien sowie bei nachfrageseitigen Dienstleistungen tätig sind, dürfte sich weiter fortsetzen und allenfalls verstärken.

Als Folge der Marktöffnung können *neue Akteure* als Broker und Händler von Elektrizität in Erscheinung treten. Dank Informationsvorsprung bei Preisen und Konditionen sowie der Kenntnis aktueller Angebots- und Nachfrageverhältnisse könnten sie in der Lage sein, den am Markt zugelassenen Kunden günstige Einkaufsverträge auszuhandeln. Diese neuen Akteure dürften davon profitieren, dass der Informationsaufwand eines zugelassenen Kunden bei der Beschaffung günstiger Angebote relativ gross ist. Nicht ausgeschlossen ist, dass Verteilunternehmen selbst solche Dienstleistungen anbieten werden.

Eine sich schneller ändernde Geschäftsumwelt zwingt die Elektrizitätsunternehmen auch zu stärkerer *Flexibilisierung ihrer Entscheidungsabläufe*. Öffentlich-rechtliche, gemischtwirtschaftliche oder in die Gemeindeverwaltung integrierte Unternehmen sind wegen komplizierter und zeitaufwendiger Entscheidungswege eher benachteiligt. Dies dürfte zur vermehrten Umwandlung von kantonalen und kommunalen Werken in Aktiengesellschaften führen. Durch die Umwandlung würden sie nicht unbedingt privatisiert, sondern könnten im Eigentum der öffentlichen Hand bleiben. Ein Verkauf an Private würde aber durch die Umwandlung wesentlich vereinfacht. Die Privatisierung öffentlicher Unternehmen wäre nicht ein Mittel der Liberalisierung, sondern allenfalls eine Folge davon.

135 Auswirkungen auf Energieverbrauch und Umwelt

Das BFE hat in einer Untersuchung die Auswirkungen der Marktöffnung auf Energieverbrauch und Umwelt abschätzen lassen⁷. Die Ergebnisse zeigen, dass die Umweltauswirkungen, die sich wegen preisbedingt höherer Nachfrage nach Elektrizität ergeben, eher gering ausfallen dürften. Die Preissenkung wirkt jedoch in ihrer Ten-

⁷ vgl. Fussnote 5

denz den längerfristigen *Einsparzielen von Energie 2000 und seines Nachfolgeprogramms entgegen*, sodass diese noch schwieriger zu erreichen sind. Das gleiche gilt für die Marktchancen aller erneuerbaren Energien und der *Wärme-Kraft-Kopplung (WKK)*. Für den Verkauf von Strom aus WKK-Anlagen und erneuerbaren Energien könnte sich allerdings auf Grund der neu geregelten Durchleitungsrechte ein neuer Markt bilden. Käme es nach 2010 zu einem Ersatz der Kernkraftwerke durch fossil betriebene inländische Anlagen, was wegen des wirtschaftlichen Drucks der Liberalisierung zu weniger kapitalintensiven und schnell realisierbaren Anlagen plausibel erscheint, wäre mit erheblich höheren CO₂-Emissionen zu rechnen. Eine solche Entwicklung liesse sich nur durch *wesentlich verstärkte Anstrengungen* zur Abwärmennutzung, zum vermehrten Einsatz von Wärmepumpen (als Ersatz von elektrischen Widerstandsheizungen) und erneuerbarer Energien und der rationalen Energie- und vor allem Elektrizitätsnutzung vermeiden. Ähnliche Probleme ergeben sich, wenn der Ersatz der bestehenden schweizerischen Kernkraftwerke durch zusätzliche Importe erfolgen würde, da diese zu einem wesentlichen Teil auf fossil-thermischer Erzeugung basieren. Verschärft würden diese Umweltprobleme, wenn die bestehenden Wasserkraftwerke wegen mangelnder Wettbewerbsfähigkeit nicht erneuert würden. Deshalb will der Bundesrat das Nachfolgeprogramm zu Energie 2000 mittels zweckgebundener Energieabgabe wesentlich verstärken und bestehende Kernkraftwerke sukzessive und möglichst ohne zusätzliche CO₂-Belastung vor allem durch energieeffiziente Technologien, erneuerbare Energien (inkl. Wasserkraft) und – soweit noch erforderlich – eine kombinierte Wärme-Kraftkopplung-Wärmepumpen-Strategie ersetzen.

Der durch die Marktöffnung bedingte *Zubau an Übertragungsleitungen* dürfte sich voraussichtlich in Grenzen halten. Es ist zu erwarten, dass Italien in den nächsten Jahren Stromerzeugungskapazitäten auf der Basis von Gas-Kombikraftwerken schaffen wird. Dadurch könnte die Bedeutung der Schweiz als Stromtransitland abnehmen. Für Deutschland durchgeführte Studien zeigen, dass der Stromaustausch allenfalls kurzfristig etwas zunimmt und sich anschliessend auf einem gegenüber heute tieferen Niveau einpendelt. Diese Entwicklung wird durch die sich auf dem europäischen Markt angleichenden Preise für Primärenergie begründet. Da es billiger ist, Primärenergie anstelle von Strom zu transportieren, werden dort Kraftwerke gebaut, wo der Strom nachgefragt wird. Diese dürfte dazu führen, dass Übertragungskapazitäten im Verhältnis zum Gesamtenergieverbrauch nur unterproportional wachsen werden.

136 Regionalpolitische Auswirkungen

Die stärksten regionalpolitischen Auswirkungen sind in den Gebirgskantonen zu erwarten. Kantone und Gemeinden in Tessin, Graubünden, Glarus, Innerschweiz, Berner Oberland und Wallis profitieren bisher in unterschiedlicher Weise von der Nutzung der Wasserkraft, wie eine im Auftrag der Regierungskonferenz der Gebirgskantone durchgeführte Untersuchung⁸ und Schätzungen auf Grund einer Studie des Verbands Schweizerischer Elektrizitätswerke⁹ zeigen (s. Tab. 7). Mit einem Ge-

⁸ Öffnung des Elektrizitätsmarktes Schweiz; Brugger, Hanser und Partner AG, Juli 1997

⁹ Finanzielle Belastung der Elektrizität durch öffentliche Gemeinwesen, Prof. Dr. A. Menzl, VSE, Sept. 1996

samtnutzen von jährlich ca. 1 Milliarde Franken ist der Wirtschaftsfaktor Wasserkraft in den Gebirgskantonen nicht zu vernachlässigen.

Schätzung des wirtschaftlichen Nutzens der Wasserkraft in den Gebirgskantonen

Tabelle 7

Art des Nutzens	Jährlicher Umfang	Bemerkungen
Wasserzins, Abgaben, Steuern	410 Mio. Fr. ¹	davon ca. 40% an die Gemeinden
Investitionen in Kraftwerke	300 Mio. Fr. ²	Mittelwert 1991–95, davon 43% arbeitsplatzwirksam im Berggebiet, ca. 600–800 Personenjahre
Beschäftigung und Lohnsumme in der Produktion	200 Mio. Fr. ³	2000 Personenjahre pro Jahr (Schätzung)
Beiträge an Infrastrukturanlagen usw.	40 Mio. Fr. ³	
Heimfallpotential bzw. Abgeltung von Verzichtsschädigungen	50 Mio. Fr. ³	Jährlicher Mittelwert. Starke Unterschiede je nach Ablauf von Konzessionen

¹ Kantone Uri, Schwyz, Obwalden, Graubünden, Tessin, Wallis

² Kantone Uri, Schwyz, Obwalden, Nidwalden, Glarus, Graubünden, Tessin, Wallis

³ Schätzung ganzes Berggebiet (inkl. Berner Oberland)

Die Stellung der Wasserkraft wird sich im teilweise oder vollständig liberalisierten Markt ändern. Die *Wasserzins, besondere Abgaben und Vorzugsleistungen* an Standortgemeinden dürften unter Druck geraten. Nach Angaben der Gebirgskantone betragen diese Lasten ca. 1,7 Rp./kWh, was im Verhältnis zu den heute bezahlten Konsumentenpreisen noch tragbar erscheint. Im Verhältnis zu den heutigen mittleren Verkaufserlösen im Export von rund 5,7 Rp./kWh schlagen sie jedoch mit ca. 30 Prozent zu Buche. Je nach Gestehungskosten einer Kraftwerksanlage entscheidet die Höhe der Abgaben, ob ein kostendeckender Verkaufspreis am Markt erzielt werden kann. Wasserkraftwerke weisen im Vergleich zu fossil-thermischen Anlagen geringe variable Kosten auf. Daher könnten selbst bei tiefen Preisen noch Deckungsbeiträge realisiert werden. Da aber in einer solchen Situation die Verzinsung des Fremdkapitals und die Amortisation eingeschränkt würden, wäre seitens der Eigentümer und Kapitalgeber mit verstärktem Druck auf hohe Abgaben zu rechnen.

Die langfristige *Erneuerung der Wasserkraftwerke* könnte voraussichtlich nicht mehr vollumfänglich sichergestellt sein. Amortisationsfristen von bis zu 80 Jahren stellen in einem beweglichen Markt mit schwer prognostizierbaren Erlösen ein grosses Risiko dar, das nicht wie bisher mit einem hohen Anteil an Fremdkapital und zu sehr günstigen Konditionen finanzierbar sein wird. Das jährliche Investitionsvolumen dürfte in den nächsten Jahren deutlich unter den langjährigen Durchschnitt sinken. Daher ist der Bundesrat einverstanden mit Vorschlägen des Parlaments, dass Erhaltung und Erneuerung bestehender Wasserkraftwerke aus dem Ertrag der Energieabgabe unterstützt werden.

Der Kostendruck dürfte sich auch auf die *Arbeitsplätze* auswirken. Automatisierung und Rationalisierung werden in Produktion und Übertragung zur Erhöhung der Betriebseffizienz beitragen. Von den geschätzten 2000 Arbeitsplätzen der Elektrizität

tätserzeugung im Berggebiet dürften im nächsten Jahrzehnt 20 bis 30 Prozent¹⁰ wegrationalisiert werden. Im Unterland könnte sich eine Entwicklung in etwas geringerer Grössenordnung abspielen. Wegen der eher untergeordneten Bedeutung der Zahl der Arbeitsplätze der Elektrizitätswirtschaft verglichen mit der Gesamtzahl aller Beschäftigten dürften dort die volkswirtschaftlichen Konsequenzen eher gering ausfallen. Der bereits in den letzten Jahren feststellbare Trend zur Automatisierung und Rationalisierung dürfte sich weiter fortsetzen. In den kommenden zehn Jahren wird mit einem Abbau von schätzungsweise 10–15 Prozent der rund 20 000 Arbeitsplätze in der schweizerischen Elektrizitätswirtschaft (vgl. Ziff. 115.3) zu rechnen sein.

Die Sicherstellung der kostengünstigen *Versorgung in peripheren und dünnbesiedelten Gebieten*, d. h. die Gewährleistung gemeinwirtschaftlicher Leistungen der Grundversorgung (Service Public), bildet eine weitere Herausforderung. Was für andere Infrastrukturbereiche (z. B. Verkehr, Telekommunikation) gilt, trifft auch für den Bereich der Elektrizitätsversorgung zu: Wettbewerb alleine kann eine optimale Versorgung und die Wahrung volkswirtschaftlicher Interessen nicht garantieren. Ohne flankierende Massnahmen würden sich rentabilitätsorientierte Elektrizitätswerke in erster Linie auf jene Kundenkreise konzentrieren, die ihnen dank geringer Kosten die höchste Rentabilität sichern. Verteilnetze, welche bei Investition und Unterhalt hohe Kosten verursachen und nur für die Durchleitung geringer Energiemengen beansprucht werden, würden unattraktiv. Kostengünstig zu betreibende und deshalb höhere Rentabilität versprechende Netzteile, die sich vor allem in dicht besiedelten Gebieten befinden, würden verselbstständigt. Die verbleibenden, mit hohen Kosten zu betreibenden Netzteile würden nicht mehr ausgebaut, deren Unterhalt auf ein Minimum beschränkt oder unterlassen. Schlimmstenfalls wären ohne flankierende Massnahmen sogar Stilllegungen von Netzteilen und als Folge die Verwaisung bisher versorgter Gebiete zu befürchten. Das Elektrizitätsmarktgesetz sieht deshalb zwei Massnahmen vor, die eine solche Entwicklung wirksam verhindern können. Zum einen betrifft dies die Pflicht der Netzbetreiberinnen, alle Endverbraucherinnen und Endverbraucher sowie die Elektrizitätserzeugerinnen in ihrem Netzgebiet anzuschliessen sowie die Kompetenz der Kantone, die Netzbetreiberinnen zu verpflichten, ihr Netz auszuweiten und auch Endverbraucherinnen und Endverbraucher ausserhalb ihres bestehenden Netzes anzuschliessen (vgl. Ziff. 204). Ergänzend dazu soll die Preissolidarität für die Durchleitung eingeführt werden (vgl. Ziff. 202.2 Absatz 2). Diese erlaubt, die Netzkosten auf möglichst viele Endverbraucherinnen und Endverbraucher zu verteilen und damit einseitige Lasten nicht auf bereits wirtschaftlich benachteiligte Regionen zu konzentrieren.

137 Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit

Die Versorgungssicherheit mit Elektrizität beruht grundsätzlich auf der europaweiten *Vernetzung* und den bestehenden *Erzeugungskapazitäten*, insbesondere den Überkapazitäten. Während das Übertragungsnetz zu Gunsten des europäischen Binnenmarktes noch ausgebaut wird, ist eine Konsolidierung des bestehenden Kraftwerksparks und eine Neuausrichtung im Bereich der Erzeugung zu erwarten.

Die in Kontinentaleuropa bestehenden Überkapazitäten lassen sich anhand der *freien Leistung*, welche über die beanspruchte Last und die Reserveleistung hinaus

¹⁰ Schätzung gemäss Untersuchung gemäss Fussnote 5

verfügbar ist, abschätzen. Diese variiert nach Jahreszeit (Sommer mit geringerer Verbrauchslast/Winter mit hoher Verbrauchslast) und Einsatzmöglichkeit (über kürzere Zeit einsetzbar: Spitzenenergie aus Speichieranlagen und Gasturbinen, länger einsetzbar: Band- und Mittellastkraftwerke). Gemäss dem Halbjahresbericht II/98 der UCPTÉ (Union pour la Coordination de la Production et du Transport de l'Electricité) betrug die freie Leistung der Verbundpartner der UCPTÉ im Januar 1997 5,4 Prozent der gesamten Kraftwerks- und Bezugsleistung, davon waren 3,4 Prozent über längere Zeit einsetzbar. Im Juli 1997 betrug die freie Leistung 11,1 Prozent, wovon 5,3 Prozent über längere Zeit einsetzbar waren. Die in schweizerischen Anlagen erzeugbare freie Leistung besteht ausschliesslich aus kurzfristig einsetzbaren Kapazitäten. Sie werden gemäss Vorschau der UCPTÉ im Winterhalbjahr 2001 rund 3,8 GW und im Sommerhalbjahr 2001 rund 6,5 GW betragen.

Mit dem Wegfall des Versorgungsmonopols müssen sich die Betreiber der bestehenden Anlagen an den am Markt zu erzielenden Preisen orientieren und können nicht weiter unrentable Anlagen in Betrieb halten (vgl. Ziff. 131). Andererseits werden neue Anbieter mit günstiger produzierenden Kraftwerken (z. B. gasbetriebene Kombi-Kraftwerke) zusätzliche Kapazitäten in den Markt bringen, so lange der am Markt realisierbare Preis eine ausreichende Rentabilität ermöglicht. Es wird daher marktbedingt zum Abbau eine *Gegenbewegung* mit dem Zubau von Kapazitäten erfolgen. Es kann deshalb nicht eindeutig bestimmt werden, in welche Richtung sich der Bestand an Erzeugungskapazitäten entwickeln wird. Tendenziell sind geringere Überkapazitäten zu erwarten. Es dürfte mit einem flexiblerem Investitionsverhalten aufgrund der zu erwartenden Preisentwicklung zu rechnen sein, die anstelle der bisherigen, vom Versorgungsmonopol mit Abwälzbarkeit der Kosten auf die Konsumenten geprägten Investitionsplanung treten wird. Für die Konsumenten wird daher die Sicherung der Versorgung eher *weniger teuer* zu stehen kommen als bisher.

Unter dem Vorbehalt der sicheren Versorgung mit den erforderlichen Primärenergien (vor allem Erdgas) wird gesamthaft gesehen keine ins Gewicht fallende Verschlechterung der Versorgungssicherheit mit Elektrizität zu erwarten sein.

138 Beurteilung der Auswirkungen

Gesamthaft gesehen dürften während einer Übergangsphase die negativen Auswirkungen der Marktöffnung überwiegen. Erst längerfristig werden die volkswirtschaftlichen Vorteile diese Situation ausgleichen, wenn nicht sogar verbessern. Es ist deshalb unabdingbar, dass die Nachteile der Marktöffnung in der Übergangsphase der Marktöffnung und darüber hinaus durch flankierende Massnahmen weitmöglichst vermieden oder zumindest gemildert werden. Die wichtigsten Elemente einer Minderungsstrategie sind:

- *Schrittweise Marktöffnung in zwei Dreijahresschritten:* In den ersten drei Jahren Zugang für Grossverbraucher mit einem jährlichen Mindestverbrauch von 20 GWh und Zugang der Verteilunternehmen im Umfang von 10 Prozent ihres Absatzes an feste Kunden. Im zweiten Dreijahresschritt Zugang für Grossverbraucher mit einem jährlichen Mindestverbrauch von 10 GWh und Zugang der Verteilunternehmen im Umfang von 20 Prozent ihres Absatzes an feste Kunden.
- *Sicherstellung des Service Public:* Einführung der Pflicht zum Anschluss aller Endverbraucherinnen und Endverbraucher und der Elektrizitätserzeu-

gerinnen innerhalb der bestehenden Netze; Einführung der Kantonskompetenz zur Erweiterung der Netze und zum Anschluss von Endverbraucherinnen und Endverbraucher ausserhalb der bestehenden Netze; Einführung der Preissolidarität für die Durchleitung von Elektrizität auf der gleichen Spannungsebene.

- *Einführung einer Lenkungsabgabe auf Energie* und Verwendung von Teilen deren Einnahmen zur finanziellen Förderung der neuen erneuerbaren Energien und der rationellen Energieverwendung (inkl. Elektrizität), zur Erhaltung und Erneuerung bestehender Wasserkraftanlagen sowie zur Gewährung von Finanzhilfen für vorübergehend nicht amortisierbare Investitionen in Wasserkraftanlagen (vgl. Ziff. 145).

Der Bundesrat ist der Auffassung, dass mittels dieser flankierenden Massnahmen die negativen Auswirkungen der Marktöffnung auf ein Minimum reduziert werden können.

14 Verhältnis zu Wettbewerbs- und Energierecht

Mit dem Entwurf zum Elektrizitätsmarktgesetz werden die Kompetenzen zwischen Wettbewerbs- und Energierecht teilweise geändert. Die Schiedskommission beurteilt gestützt auf das Elektrizitätsmarktgesetz Fragen im Zusammenhang mit der Durchleitungspflicht und der Vergütung für die Durchleitung. Der Preisüberwacher hat in Fragen des Preismissbrauchs bei der Durchleitung nur ein Empfehlungsrecht zuhanden der Schiedskommission (Art. 14 Abs. 3).

Umgekehrt gibt Artikel 15 dem Preisüberwacher stärkere Eingriffsmöglichkeiten bezüglich der Strompreise, die von den Behörden festgesetzt oder genehmigt werden. Hier hat der Preisüberwacher nicht nur ein Empfehlungsrecht, sondern er kann Massnahmen nach den Artikeln 9–11 des Preisüberwachungsgesetzes ergreifen.

141 Kartellgesetz

Artikel 31^{bis} Absatz 3 Buchstabe d BV räumt dem Bund die Befugnis ein, Vorschriften gegen volkswirtschaftlich oder sozial schädliche Auswirkungen von Kartellen und ähnlichen Organisationen zu erlassen. Das Bundesgesetz vom 6. Oktober 1995 über Kartelle und andere Wettbewerbsbeschränkungen (KG; SR 251) bezweckt, volkswirtschaftlich oder sozial schädliche Auswirkungen von Kartellen und anderen Wettbewerbsbeschränkungen zu verhindern und damit den Wettbewerb im Interesse einer freiheitlichen marktwirtschaftlichen Ordnung zu fördern (Art. 1 KG). Das Gesetz gilt für Unternehmen des privaten und öffentlichen Rechts, die Kartell- oder andere Wettbewerbsabreden treffen, Marktmacht ausüben oder sich an Unternehmenszusammenschlüssen beteiligen (Art. 2 Abs. 1 KG). Das Kartellgesetz findet nach Artikel 3 Absatz 1 Buchstabe a aber nur Anwendung, soweit nicht andere Vorschriften den Wettbewerb ausschliessen. Darunter fallen insbesondere Vorschriften, die eine staatliche Markt- oder Preisordnung begründen. Das Kartellgesetz anerkennt somit, dass staatliche Markt- oder Preisordnungen den Wettbewerb in einem bestimmten Wirtschaftsbereich ausschliessen können. In diesem Bereich ist das Gesetz nur insoweit anwendbar, als die staatliche Markt- oder Preisordnung für wett-

bewerbliches Verhalten und damit die Anwendung wettbewerbsrechtlicher Kriterien noch Raum lässt (BB1 1995 I 539 f.).

Der Entwurf zum Elektrizitätsmarktgesetz enthält unter anderem Grundsätze über die Durchleitungspflicht und die Vergütung für die Durchleitung (Art. 5 und 6) sowie über die Sicherstellung der Versorgung (Art. 10 und 28). In diesen Bereichen liegt eine spezialgesetzliche Regelung vor, weshalb hier die Anwendung des Kartellgesetzes verdrängt wird. Nach Artikel 14 Absatz 1 des Entwurfs zum Elektrizitätsmarktgesetz fallen Streitigkeiten im Zusammenhang mit Durchleitungspflicht und Vergütung in den Zuständigkeitsbereich der mit dem Elektrizitätsmarktgesetz neu zu schaffenden Eidg. Schiedskommission (vgl. Ziff. 206). Sind Fragen des Preismissbrauchs zu beurteilen, so holt sie eine Stellungnahme der Preisüberwachung ein.

Die Wettbewerbskommission bzw. ihr Sekretariat kann aber im Rahmen der kartellrechtlichen Kompetenzen nach wie vor Verfahren auf Grund von Artikel 5 (unzulässige Wettbewerbsabreden) und Artikel 7 (unzulässige Verhaltensweisen marktbeherrschender Unternehmen) des Kartellgesetzes gegen Unternehmen der Stromwirtschaft einleiten bzw. meldepflichtige Unternehmenszusammenschlüsse dieser Unternehmen auf Grund von Artikel 10 des Kartellgesetzes prüfen. In diesem Zusammenhang ist auf die – in der Schweiz noch ungeklärte – Frage hinzuweisen, inwiefern die Verweigerung der Durchleitung durch einen Netzbetreiber als Missbrauch einer marktbeherrschenden Stellung im Sinne von Artikel 7 des Kartellgesetzes qualifiziert und von der Wettbewerbsbehörde im Rahmen der vom Kartellgesetz vorgesehenen Verfahren verfolgt werden kann. Gemäss Botschaft zum Kartellgesetz ist unter anderem dann von einer unzulässigen Geschäftsverweigerung im Sinne von Artikel 7 Absatz 2 Buchstabe a des Kartellgesetzes auszugehen, wenn ein Unternehmen ein öffentlichrechtliches Monopol hat oder wenn es als einziges über Einrichtungen verfügt, die zur Erbringung von bestimmten Dienstleistungen unerlässlich sind (BB1 1995 I 571). Es ist offen, inwiefern diese Aussage als Anerkennung der insbesondere im US- und EU-Wettbewerbsrecht verwendeten «Essential facilities doctrine» verstanden werden kann. Gemäss dieser Doktrin liegt ein kartellrechtlich unzulässiger Missbrauch vor, wenn ein Unternehmen sich weigert, einem anderen Unternehmen gegen angemessenes Entgelt Zugang zu den eigenen Netzen oder anderen Infrastruktureinrichtungen zu gewähren, wenn es dem anderen Unternehmen aus rechtlichen oder tatsächlichen Gründen ohne die Mitbenutzung nicht möglich ist, auf dem nachgelagerten Markt als Wettbewerber tätig zu werden.

Die Entwicklung im Zusammenhang mit dieser «Essential facilities doctrine» ist noch keineswegs gefestigt und die Auswirkungen bei einer allfälligen Anwendbarkeit auch nicht abschätzbar. Feststeht, dass sich der Europäische Gerichtshof in seiner bisherigen Rechtssprechung sehr zurückhaltend über die Anwendbarkeit dieser Doktrin geäußert hat. Für eine Öffnung des Elektrizitätsmarktes braucht es klare Spielregeln. Mit einem in Einzelfällen durch die Wettbewerbskommission zu entscheidenden Netzzugang Dritter ist die Problematik der Marktöffnung noch nicht gelöst. Offen blieben zahlreiche wichtige Fragen wie beispielsweise betreffend die Netzgesellschaft, der Durchleistungsentschädigung, des Service public, der nicht amortisierbaren Investitionen und anderes mehr. All diese zentralen Fragen sind vom Gesetzgeber im Rahmen des vorliegenden Elektrizitätsmarktgesetzes in adäquater Weise zu regeln.

Im Zusammenhang mit allfälligen Preisunterbietungen (z. B. ausländischer Stromanbieter) stellt sich schliesslich die Frage, ob nach erfolgter Öffnung des Elektrizitäts-

tätsmarktes gestützt auf das Kartellgesetz gegen Dumpingpreise vorgegangen werden kann. Das Kartellgesetz erklärt in Artikel 7 Absatz 2 Buchstabe d die gegen bestimmte Wettbewerber gerichtete Unterbietung von Preisen oder sonstigen Geschäftsbedingungen marktbeherrschender Unternehmen für unzulässig. Als marktbeherrschend gelten gemäss Artikel 4 Absatz 2 Kartellgesetz Unternehmen, die auf einem Markt als Anbieter oder Nachfrager in der Lage sind, sich von anderen Marktteilnehmern in wesentlichem Umfang unabhängig zu verhalten. Bei den gegenwärtigen Marktstrukturen wird aus heutiger Sicht vorerst keine Elektrizitätsgesellschaft eine marktbeherrschende Stellung einnehmen. Im Gegenteil wird der Wettbewerb durch die Möglichkeit ausländischer Elektrizitätsgesellschaften, Schweizer Kunden zu beliefern, zusätzlich verstärkt.

Für ein Elektrizitätswerk, welches seine Investitionen bereits getätigt hat, lohnt es sich, Strom anzubieten, sobald der Marktpreis mindestens seine variablen Kosten deckt. Sofern auf den Elektrizitätsmärkten wirksamer Wettbewerb herrscht, werden die Anbieter keine Preise verlangen, die unter ihren variablen Kosten liegen. Dies deshalb, weil die Unternehmen die durch solche Preisunterbietungen erlittenen Verluste später nicht durch überhöhte Preise kompensieren können. Falls bei wirksamem Wettbewerb ausländische Elektrizitätsgesellschaften auf Grund tieferer variabler Kosten zu niedrigeren Preisen anbieten als inländische Unternehmen, ist dagegen aus wettbewerblicher Sicht nichts einzuwenden. Deshalb fehlen im Kartellgesetz Bestimmungen, um gegen tiefe Preise eines nicht marktbeherrschenden Unternehmens vorzugehen.

142 Preisüberwachungsgesetz

Artikel 31^{septies} BV ermächtigt und verpflichtet den Bund, zur Verhinderung von Missbräuchen in der Preisbildung Vorschriften für eine Überwachung der Preise und Preisempfehlungen für Waren und Dienstleistungen marktmächtiger Gebilde des privaten und öffentlichen Rechts zu erlassen. Soweit es der Zweck erfordert, können solche Preise herabgesetzt werden. Diese Verfassungsbestimmung bezweckt, Missbräuche in der Preisbildung zu bekämpfen. Der Geltungsbereich umfasst in sachlicher Hinsicht Preise für Waren und Dienstleistungen und in persönlicher Hinsicht alle marktmächtigen Gebilde. Ausdrücklich erfasst werden auch Unternehmen des öffentlichen Rechts.

Nach dem Preisüberwachungsgesetz vom 20. Dezember 1985 (PüG; SR 942.20) hat der Preisüberwacher die Preisentwicklung zu beobachten sowie missbräuchliche Erhöhungen oder Beibehaltungen von Preisen zu verhindern oder zu beseitigen (Art. 4 PüG). Soweit möglich hat er dabei mit den Betroffenen einvernehmliche Regelungen anzustreben (Art. 9 PüG). Solche Vereinbarungen wurden in der Vergangenheit mit verschiedenen Stromproduzenten abgeschlossen. Zur Durchsetzung von Erhöhungsverboten und Preissenkungen kann der Preisüberwacher Verfügungen erlassen (Art. 10 PüG). Das Preisüberwachungsgesetz bietet jedoch keine rechtliche Handhabe, um gegen Dumpingpreise vorzugehen.

Werden Preise durch legislative oder exekutive Behörden des Bundes, eines Kantons oder einer Gemeinde festgelegt oder genehmigt, kann der Preisüberwacher beantragen, auf die Erhöhung zu verzichten. Er kann solches aber nicht verfügen (Art. 14 Abs. 1 PüG). Im Falle der Feststellung eines Preismissbrauchs hat der Preisüberwacher demnach nur die Möglichkeit, eine Empfehlung abzugeben. Diese Vorschrift

ist von Bedeutung, da nach geltendem Recht die Tarife des grössten Teils der Elektrizitätsunternehmen der Schweiz gestützt auf kantonale und kommunale Vorschriften von einer politischen Behörde zu genehmigen sind.

Der Entwurf zum Elektrizitätsmarktgesetz enthält Grundsätze bezüglich der Höhe der Vergütung für die Durchleitung (Art. 6) und der Berechnung der Preise für die Versorgung von festen Kunden mit Elektrizität (Art. 28 Abs. 1 Bst. b und Abs. 2.). Streitfälle im Zusammenhang mit der Vergütung für die Durchleitung durchs Netz werden von der Schiedskommission entschieden (Art. 14 Abs. 1). Der Preisüberwacher hat hier lediglich ein Empfehlungsrecht (Art. 14 Abs. 3). Für die Strompreise (ohne Vergütung für die Durchleitung) ist dagegen der Preisüberwacher im Rahmen des Preisüberwachungsgesetzes wie bisher zuständig. Mit Artikel 15 des Entwurfs zum Elektrizitätsmarktgesetz wird zudem vorgeschlagen, die Kompetenzen des Preisüberwachers dort zu stärken, wo die Preise durch legislative oder exekutive Behörden festgelegt oder genehmigt werden.

143 Bundesgesetz gegen den unlauteren Wettbewerb

Das Bundesgesetz vom 19. Dezember 1986 gegen den unlauteren Wettbewerb (UWG; SR 241) bezweckt, den lauterer und unverfälschten Wettbewerb im Interesse aller Beteiligten zu gewährleisten. Im Zusammenhang mit der Liberalisierung der Strommärkte stellt sich die Frage, inwiefern gestützt auf das Bundesgesetz gegen den unlauteren Wettbewerb gegen Dumpingpreise vorgegangen werden kann. Mit der Öffnung des Strommarktes könnten inländische oder ausländische Grossanbieter versucht sein, mittels einer vorübergehenden Tiefpreispolitik Konkurrenten auszuschalten, um nachher den Markt alleine zu beherrschen.

Das Bundesgesetz gegen den unlauteren Wettbewerb bietet grundsätzlich Schutz gegen systematisch betriebene Tiefpreispolitik. Einerseits enthält das Gesetz den sogenannten Lockvogeltatbestand (Art. 3 Bst. f UWG), andererseits setzt auch die Generalklausel (Art. 2 UWG) der Preisunterbietung gewisse Schranken.

Der *Lockvogeltatbestand* enthält ein Verbot des Verkaufs unter dem Einstandspreis. Von seiner Konzeption her ist der Tatbestand allerdings sehr stark auf den Detailhandel ausgerichtet. Er kann praktisch nur dort zur Anwendung gelangen, wo der Kunde mit dem Tiefpreis über die Leistungsfähigkeit des Anbieters getäuscht wird. Das setzt Bereiche voraus, bei denen der nicht kostendeckende Preis auf anderen Waren oder Leistungen kompensiert werden kann. Eine solche Quersubventionierung ist angesichts der verschiedenen Kundenkategorien grundsätzlich auch bei den Strompreisen denkbar. Die Täuschung wird von Gesetzes wegen vermutet, wenn das in Frage stehende Angebot den geschäftsüblichen Einstandspreis unterbietet. Der Beklagte kann allerdings die Vermutung widerlegen, indem er beweist, dass keine Täuschung vorliegt oder dass er nicht unter seinem individuellen Einstandspreis anbietet.

Nach der in Artikel 2 des Bundesgesetzes gegen den unlauteren Wettbewerb enthaltenen *Generalklausel* ist jedes täuschende oder in anderer Weise gegen den Grundsatz von Treu und Glauben verstossende Verhalten oder Geschäftsgebahren unlauter und widerrechtlich, welches das Verhältnis zwischen Mitbewerbern oder zwischen Anbietern und Abnehmern beeinflusst. Die Preisunterbietung gehört an sich zu den erlaubten Mitteln des Wettbewerbskampfes. Erst das Hinzukommen besonderer Umstände macht sie unlauter. Herrschender Lehre und Rechtsprechung

zufolge ist dies dann der Fall, wenn sie systematisch zur Vernichtung der Konkurrenten eingesetzt wird. Das Bundesgericht hat sich diesbezüglich dahingehend geäußert, die Massnahme dürfe nicht darauf angelegt sein, durch Preisschleuderei sich der Mitbewerber zu entledigen, um nachher den Markt allein beherrschen zu können (BGE 85 II 443). Schwierig dürfte es im Einzelfall sein, die Vernichtungsabsicht nachzuweisen.

Das Bundesgesetz gegen den unlauteren Wettbewerb ist ein privatrechtlicher Erlass. Demzufolge können weder Bund noch Kantone bei einem allenfalls unlauteren Verhalten ausländischer Stromanbieter intervenieren, ausser sie seien als Privatrechtssubjekte, als Konkurrenten oder Kunden, in ihren wirtschaftlichen Interessen verletzt. Hingegen steht Mitbewerbern, Kunden, Berufs- und Wirtschaftsverbänden sowie den Konsumentenorganisationen ein umfassendes Klageinstrumentarium zur Verfügung (Art. 9, 10 und 23 UWG).

144 Energiegesetz

Das Energiegesetz (EnG; SR 730.0) wurde am 26. Juni 1998 von der Bundesversammlung verabschiedet und trat am 1. Januar 1999 mit der dazugehörigen Energieverordnung vom 7. Dezember 1998 (SR 730.01) in Kraft. Das Energiegesetz enthält keine Bestimmungen betreffend die Marktöffnung. Als zentrale Grundlage für die künftige Energiepolitik dient das Energiegesetz der Erfüllung des mit dem Energieartikel erfolgten Verfassungsauftrags. Dieser gilt auch für das Elektrizitätsmarktgesetz; obwohl die Strommarktöffnung in erster Linie der Effizienzsteigerung der Elektrizitätsversorgung dienen soll, können die anderen energiepolitischen Zielsetzungen nicht ausser Acht gelassen werden. Die Elektrizitätsversorgung soll nicht nur wirtschaftlich, sondern auch sicher und umweltverträglich sein; Strom ist auch in einem offenen Markt sparsam und rationell einzusetzen und die einheimischen und erneuerbaren Energien dürfen nicht unter die Räder kommen.

144.1 Mit fossilen Brennstoffen betriebene Elektrizitätserzeugungsanlagen (Art. 6 EnG)

Diese Bestimmung verlangt, dass die nach kantonalem Recht zuständige Behörde vor dem Entscheid über den Bau neuer oder die Änderung bestehender mit fossilen Brennstoffen betriebenen Elektrizitätserzeugungsanlagen prüft, ob der Energiebedarf mittels erneuerbarer Energien sinnvoll gedeckt und ob die allenfalls erzeugte Abwärme sinnvoll genutzt werden kann. Diese Bestimmung ist Ausfluss der Forderung nach einer sparsamen und umweltverträglichen Energieversorgung. Sie kann, muss aber nicht im Konflikt mit einer für den Kunden günstigen Energieversorgung stehen. Soweit die Abwärmenutzung bzw. der Einsatz von erneuerbaren Energien wirtschaftlich ist, sollten diese Massnahmen auch realisiert werden. Auch eine nicht voll betriebswirtschaftliche Nutzung der Abwärme bzw. erneuerbaren Energien kann mit der Marktöffnung im Einklang sein, falls die entstehenden Kosten nicht unverhältnismässig sind. Generell ginge es nicht an, Umweltschutzmassnahmen, welche Nettokosten verursachen, als unverträglich mit dem Markt zu bezeichnen (zu berücksichtigen sind insbesondere auch die externen Kosten). Dies gilt auch für die Nutzung von erneuerbaren Energien und Abwärme.

144.2 Anschlussbedingungen für unabhängige Produzenten (Art. 7 EnG)

Die Verpflichtung der Unternehmungen der öffentlichen Energieversorgung, von unabhängigen Produzenten angebotene, regelmässig produzierte Überschussenergie abzunehmen (Art. 7 Abs. 1 EnG), verbreitert das Angebot und unterstützt damit die Marktöffnungsbemühungen. Die Abnahmepflicht steht zwar in einem gewissen Zielkonflikt zu einem liberalen Markt, da sie die Freiheit der öffentlichen Energieversorgungsunternehmen beschränkt, mit den von ihnen bevorzugten Lieferanten Bezugsverträge abzuschliessen; sie entspricht jedoch dem Verfassungsauftrag zur Förderung der erneuerbaren Energien. Angesichts der Tatsache, dass es sich hier um relativ kleine Bezugsmengen handelt, ist dieser Markteingriff gerechtfertigt.

Gewichtiger als die Abnahmepflicht ist die Festlegung der Vergütungsgrundsätze (Art. 7 Abs. 2 EnG). In denjenigen Fällen, in denen sich die Vergütung nach den marktorientierten Bezugspreisen für gleichwertige Energie richtet, ist der zur Stromabnahme verpflichtete Verteiler nicht schlechter gestellt, als wenn er die Energie von übergeordneten Kantons- oder Überlandwerken beziehen würde. Eine Marktbehinderung ergibt sich demnach nicht.

Nicht nach kurzfristigen Marktpreisen, sondern nach langfristigen Grenzkosten ist Elektrizität aus erneuerbarer Energie zu entschädigen (Art. 7 Abs. 3 EnG). Mit dieser Regelung werden dezentrale, kleine Produktionsanlagen bevorzugt, da sie von einem in der Regel höheren Strompreis profitieren und zudem die Energie nicht regelmässig, also voraussehbar liefern. Die Orientierung an den langfristigen Grenzkosten führt zu einer gesamtwirtschaftlich korrekten Vergütung, bedeutet aber, dass die Versorgungsunternehmen im Umfang der Überschussverwertung nicht von günstigen kurzfristigen Bezügen aus dem Strommarkt profitieren können. Damit die Belastungen für die Verteiler nicht zu gross werden, ist für Wasserkraftwerke die Vergütung nach den langfristigen Grenzkosten beschränkt auf Anlagen mit einer Leistung bis zu 1 MW. Die nach kantonalem Recht zuständige Behörde kann zudem in Einzelfällen die Vergütung angemessen reduzieren, wenn zwischen Übernahmepreis und Produktionskosten ein offensichtliches Missverhältnis besteht.

Mindestens solange die Unternehmen der öffentlichen Energieversorgung in einem genügenden Masse feste Kunden haben (also solche, die noch nicht am Markt zugelassen sind), ist die Abnahme- und Vergütungsverpflichtung ohne weiteres tragbar. Es stellt sich aber dennoch die Frage, ob diese Übernahmebedingungen für Überschussenergie in einem vollständig geöffnetem Markt immer noch angebracht sind. Die Versorgungsunternehmen haben dann keine festen Kunden mehr und ihr Auftrag ändert sich zwangsläufig. Kann ihnen die Förderung der erneuerbaren Energien trotzdem weiterhin zugemutet werden? Hier ist zu bemerken, dass die Kantone nach Artikel 7 Absatz 7 des Energiegesetzes Ausgleichsfonds zu Gunsten derjenigen Unternehmungen der öffentlichen Energieversorgung errichten können, welche überproportional elektrische Energie von unabhängigen Produzenten übernehmen müssen. Der Fonds ist von allen Unternehmungen zu speisen, welche im betreffenden Kanton elektrische Energie produzieren, übertragen oder verteilen. Dieses Modell der Verteilung der Förderlasten für die erneuerbaren Energien auf alle Stromkonsumenten ist mit der Marktöffnung kompatibel. Auch in einem freien Markt können den Elektrizitätsunternehmen – dem Verfassungsauftrag entsprechend – gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen auferlegt werden. Auch die EU sucht nach

Rahmenbedingungen, welche den unabhängigen Produzenten im freien Markt Chancen geben.

Die restriktiven gesetzlichen Vergütungsvorgaben des Energiegesetzes sowie der erwähnte kantonale Ausgleichsfonds führen zum Schluss, dass die im Energiegesetz vorgegebenen Anschlussbedingungen auch in einem vollständig offenen Markt beibehalten werden können. Sie müssen im Rahmen der Elektrizitätsmarktgesetzgebung nicht geändert werden; eine Anpassung auf Grund kommender Erfahrungen muss selbstverständlich vorbehalten bleiben.

144.3 Förderung der Stromerzeugung mittels erneuerbarer Energien (Art. 13 EnG)

Die von Bund und Kantonen ausgerichteten Finanzhilfen an – noch nicht wirtschaftliche – Anlagen können eine gewisse Marktverzerrung bewirken, obwohl die Finanzhilfen nur einen Teil der nicht amortisierbaren Mehrkosten decken (Art. 14 Abs. 2 und 4 EnG). Da es sich hier aber um eine Anschubfinanzierung handelt, ist beispielsweise die Subventionierung der Photovoltaik auch aus ordnungspolitischer Sicht vertretbar. Zudem fallen die dafür vorhandenen Beträge gegenüber dem Gesamtumsatz der Branche nicht ins Gewicht. Langfristig bewirkt die verstärkte Stromerzeugung aus neuen erneuerbaren Energien eine Verbreiterung des Angebots und damit eine Stärkung des Marktes. Bei der Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sind die Bestimmungen des WTO-Übereinkommens über Subventionen und Ausgleichsmassnahmen zu berücksichtigen.

145 Energieabgaben

Am 15. Juni 1998 hat der Nationalrat den Bundesbeschluss über eine ökologische Energieabgabe (Energieabgabebeschluss) zuhanden des Ständerates verabschiedet. Der Energieabgabebeschluss entstand in der Kommission für Umwelt, Raumplanung und Energie (UREK) des Nationalrates, nachdem der Rat im Juni 1997 bereits mit dem Antrag Suter/David eine Energieabgabe als zusätzlichen Artikel 14^{bis} ins Energiegesetz aufgenommen hatte. Die Abtrennung der Energieabgabe vom Energiegesetz wurde vorgenommen, damit das Energiegesetz auf Beginn 1999 zeitgerecht in Kraft gesetzt werden konnte. Mit dem auf 25 Jahre befristeten Energieabgabebeschluss soll auf den nicht erneuerbaren Energien (Erdöl, Gas, Kohle, Strom aus Uran) eine Abgabe von 0,6 Rp./kWh erhoben werden. Der Ertrag von schätzungsweise 800–900 Millionen Franken netto pro Jahr soll in einen Fonds fliessen, aus dem zu je mindestens einem Viertel die Bereiche erneuerbare Energien, Technologien für die rationelle Energienutzung sowie Erhaltung und Erneuerung bestehender Wasserkraftwerke gefördert werden.

Der vom Nationalrat verabschiedete Energieabgabebeschluss fand im Ständerat, insbesondere wegen der Frage der Verfassungsmässigkeit, keine Unterstützung. Am 10. März 1999 hiess er ein von seiner vorberatenden Kommission für Umwelt, Raumplanung und Energie (UREK) erarbeitetes Konzept gut, welches der Energie-Umwelt-Initiative einen direkten Gegenvorschlag entgegenstellt, d. h. einen Verfassungsartikel 24^{octies} Absätze 5–9 (neu) für eine Lenkungsabgabe auf nicht erneuerbaren Energieträgern, der die wesentlichen Eckpfeiler für die neue Finanzordnung

mit ökologischen Anreizen enthält. Dieser Gegenvorschlag soll es ermöglichen, ab 2004 eine nach Klima- und Umweltwirkungen differenzierte Abgabe auf dem Verbrauch fossiler und nuklearer Energieträger einzuführen, deren Mittel primär für die Senkung der obligatorischen Lohnnebenkosten verwendet werden sollen. Zudem will der Ständerat auch der Solar-Initiative einen direkten Gegenvorschlag entgegenstellen, nämlich eine auf zehn Jahre befristete Übergangsbestimmung Artikel 24 (neu) der Bundesverfassung für eine zweckgebundene Förderabgabe von 0,2 Rp./kWh. Die daraus resultierenden Mittel von rund 300 Millionen Franken netto pro Jahr sollen für ähnliche Zwecke wie beim Energieabgabebeschluss (nicht aber zur Abgeltung von nicht amortisierbaren Investitionen bei Kraftwerksbauten) eingesetzt werden. Als entscheidenden weiteren Schritt hin zum nationalrätlichen Konzept hat der Ständerat zudem parallel zur Übergangsbestimmung auch den sogenannten Förderabgabebeschluss als zugehörige Ausführungsgesetzgebung gutgeheissen. Damit kann die Förderabgabe im Falle der Annahme durch Volk und Stände etwa ab dem Jahre 2001 umgesetzt werden. Gegenüber dem Konzept des Nationalrates liegt somit kein wesentlicher Zeitverlust mehr vor. Der Bundesrat hat sich grundsätzlich dem Konzept des Ständerates angeschlossen und unterstützt die Stossrichtung des ständerätlichen Vorschlags in Bezug auf die Höhe und Dauer der Fördermassnahmen im Bereiche der Energiepolitik.

Anlässlich der Vorberatungen im Frühling 1999 hat auch die UREK des Nationalrats grundsätzlich das ständerätliche Konzept übernommen. Im Gegensatz zum Ständerat will aber die UREK des Nationalrats an einer Abgabe in der Höhe von 0,6 Rp./kWh festhalten und die Übergangsbestimmung auf 20 Jahre befristen. Ferner soll es nach dem Willen der nationalrätlichen Kommission möglich sein, in restriktiven Einzelfällen auch finanzielle Mittel zur Erleichterung der Finanzierung von nicht amortisierbaren Investitionen bei Wasserkraftwerken bereitzustellen.

Es besteht ein enger Zusammenhang zwischen der Elektrizitätsmarktöffnung und der in den eidgenössischen Räten diskutierten Abgaben auf nicht erneuerbaren Energien. Die Einführung einer Energieabgabe erlaubt eine einfachere Ausgestaltung des Elektrizitätsmarktgesetzes. Im Zusammenhang mit der Strommarktöffnung braucht es flankierende Massnahmen, damit die erneuerbaren Energien, insbesondere die einheimische Wasserkraft (Hydroelektrizität), nicht unter die Räder kommen. Mit den durch die Marktöffnung zu erwartenden tieferen Strompreisen ist es möglich, dass insbesondere neuere Wasserkraftwerke mit hohen Gestehungskosten nicht mehr zu wettbewerbsfähigen Bedingungen produzieren können, was aus energie- und umweltpolitischen Gründen nicht erwünscht ist. Die von der EG-Richtlinie betreffend den Elektrizitätsbinnenmarkt in den Artikeln 8 Absatz 3¹¹ und 11 Absatz 3¹² vorgeschlagenen Massnahmen zur bevorzugten Behandlung von Elektrizität, die aus erneuerbaren Energien gewonnen wird, sind einerseits schwer vollziehbar und andererseits in der Wirkung beschränkt. Der Entwurf zum Elektrizitätsmarktgesetz verzichtet daher auf eine entsprechende Regelung. Mit der im Parlament hängigen Energieabgabe auf nicht erneuerbaren Energien lässt sich das anvisierte Ziel der Begünstigung der einheimischen Wasserkraft wesentlich wirksamer

¹¹ «Der Mitgliedstaat kann dem Betreiber des Übertragungsnetzes zur Auflage machen, dass er bei der Inanspruchnahme von Erzeugungsanlagen solchen den Vorrang gibt, in denen erneuerbare Energieträger oder Abfälle eingesetzt werden oder die nach dem Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung arbeiten.»

¹² «Ein Mitgliedstaat kann dem Betreiber des Verteilernetzes zur Auflage machen, ... (dito Fussnote 11).»

umsetzen, zumal ein Teil der Einnahmen für die Unterstützung von Massnahmen zur Erhaltung und Erneuerung der bestehenden Wasserkraftwerke verwendet werden soll. Die Bevorzugung der Stromversorgung aus erneuerbaren Energien bedeutet zwar einen Eingriff in die Konkurrenzsituation auf dem Elektrizitätsmarkt. Dieser ist jedoch im Vergleich zu den externen Kosten der anderen Energien gering und bei gezieltem Einsatz und vernünftigem Subventionsvolumen als verhältnismässig zu bezeichnen.

146 Koordination und Vereinfachung der Plangenehmigungsverfahren

Am 25. Februar 1998 hat der Bundesrat die Botschaft zum Bundesgesetz über die Koordination und Vereinfachung der Plangenehmigungsverfahren verabschiedet (BBl 1998 2591). Die Vorlage befindet sich zur Zeit in parlamentarischer Beratung (Differenzbereinigung). Danach soll in verschiedenen Infrastrukturbereichen ein konzentriertes Bewilligungsverfahren eingeführt werden, welches für alle Anforderungen nach Bundesrecht nur noch eine Bewilligung vorsieht. Die anderen interessierten Bundesstellen werden von der verfahrensleitenden Behörde angehört. Alle erforderlichen Bewilligungen nach Bundesrecht (Raumplanungs-, Gewässerschutz-, Waldgesetz usw.) werden in einem Gesamtentscheid erteilt. Bewilligungen nach kantonalem Recht sind nicht mehr notwendig. Im Energiebereich sind die Bewilligungsverfahren für elektrische Anlagen, für Rohrleitungsanlagen sowie für Wasserkraftwerke an Grenzgewässern und im interkantonalen Verhältnis (Bundeskonzeptionen) betroffen. Diese vorgesehene Straffung der Entscheidungsverfahren auch im Energiebereich ist ein wichtiger Beitrag zur marktwirtschaftlichen Erneuerung sowie zur Stärkung des schweizerischen Wirtschaftsstandortes und liegt damit in der gleichen Stossrichtung wie der Entwurf zum Elektrizitätsmarktgesetz.

147 Wasserrechts- und Gewässerschutzgesetz

Im Rahmen der Teilrevision des *Bundesgesetzes vom 22. Dezember 1996 über die Nutzbarmachung der Wasserkräfte* (Wasserrechtsgesetz, WRG; SR 721.80) wurde das Wasserzinsmaximum von 54 Franken auf 80 Franken pro kW Bruttoleistung erhöht (Der Bundesrat schlug eine Erhöhung auf 70 Fr. vor). Der Strom aus Wasserkraft wird damit um 0,37 Rp./kWh verteuert. Mit dieser Erhöhung des Wasserzinsmaximums liegt ein Eingriff in den Elektrizitätsmarkt vor, da die meisten Kantone das vom Bund vorgegebene Maximum ausschöpfen (obwohl sie nicht müssten). Angesichts dieser erst kürzlich in Kraft getretenen Änderung (1. Mai 1997) ist ein Rückkommen auf die Frage der Höhe des Wasserzinses im Rahmen des Elektrizitätsmarktgesetzes aber nicht angezeigt. (Zur Frage der Aufhebung der Bewilligungspflicht für die Ausfuhr von Strom aus Wasserkraftwerken siehe Ziff. 148.)

Die im *Bundesgesetz vom 24. Januar 1991 über den Schutz der Gewässer* (GSchG; SR 814.20) enthaltenen Restwasser- und Sanierungsbestimmungen (Art. 31 ff. und Art. 80 ff. GSchG) haben Auswirkungen auf die Produktion von Hydroelektrizität, insbesondere während den elektrizitätswirtschaftlich bedeutsamen Wintermonaten. In den meisten Fällen sind jedoch ihre Auswirkungen auf die Gestehungskosten der Energie gering. Wenn in einigen Fällen ihr Einfluss erheblich ist, bedeutet dies, dass in der Regel auch für die Umwelt ein erhebliches Problem besteht. Bei der Schaf-

fung der Restwasserbestimmungen war sich das Parlament dieser Problematik bewusst. Die heutige Regelung ist ein Kompromiss zwischen Schutz- und Nutzungsinteressen. Sie ist eine der wichtigsten Randbedingungen für die Planung und den Betrieb von Wasserkraftanlagen zur Gewährleistung der Umweltverträglichkeit der Hydroelektrizität. Das Gesetz wurde im Übrigen am 17. Mai 1992 in einer Volksabstimmung mit grossem Mehr gutgeheissen. Aus diesen Gründen drängt sich dessen Änderung nicht auf.

148 Landesversorgungsgesetz, Atomgesetz, CO₂-Gesetz

Das *Bundesgesetz vom 8. Oktober 1982 über die wirtschaftliche Landesversorgung* (LVG; SR 531) regelt die vorsorglichen Massnahmen der wirtschaftlichen Landesverteidigung sowie die Massnahmen zur Sicherstellung der Landesversorgung mit lebenswichtigen Gütern und Dienstleistungen bei schweren Mangellagen, denen die Wirtschaft nicht selber begegnen kann. Es hat keinen direkten Zusammenhang mit der Strommarktöffnung und behält seine Gültigkeit auch nach Inkrafttreten des Elektrizitätsmarktgesetzes (betreffend Auswirkungen der Strommarktöffnung auf Versorgungssicherheit vgl. Ziff. 137).

Nach Artikel 24^{quater} Absatz 2 der Bundesverfassung und Artikel 4 Absatz 1 Buchstabe d des Atomgesetzes vom 23. Dezember 1959 (AtG; SR 732.0) ist die Ausfuhr von Elektrizität aus Wasser- und Atomkraftwerken bewilligungspflichtig. Mit dieser Bewilligungspflicht wollte man erreichen, dass der Strom auch in Zeiten von Knappheit für die schweizerische Versorgung zur Verfügung steht. Dies ist heute mit dem Landesversorgungsgesetz sichergestellt. Die Bewilligungspflicht für die Stromausfuhr ist deshalb überholt. Sie verstösst zudem ausserhalb von Notsituationen, in denen ohnehin das Landesversorgungsgesetz greift, gegen die Artikel XI und XX des GATT-Abkommens. Im Bundesbeschluss vom 18. Dezember 1998 über eine neue Bundesverfassung (BB 1999 162) ist die Bewilligungspflicht für die Ausfuhr von Hydroelektrizität nicht mehr enthalten. Mit Artikel 24 des Entwurfs zum Elektrizitätsmarktgesetz wird daher vorgeschlagen, die im Wasserrechts- und Atomgesetz enthaltenen Bewilligungspflichten für die Ausfuhr von Elektrizität (nicht aber jene für die Ableitung von Wasser ins Ausland) aufzuheben.

Das *Atomgesetz* und der *Bundesbeschluss vom 6. Oktober 1978 zum Atomgesetz* (BB AtG; SR 732.01) sind in verschiedener Hinsicht revisionsbedürftig. Der Bundesbeschluss zum Atomgesetz ist zudem bis Ende 2000 befristet. Ferner läuft im Jahr 2000 das von Volk und Ständen am 23. September 1990 angenommene Moratorium für den Bau neuer Kernkraftwerke (Art. 19 Übergangsbestimmungen BV) ab. Aus diesen Gründen soll in der zweiten Hälfte 1999 das Vernehmlassungsverfahren über die Totalrevision der Atomgesetzgebung eröffnet werden. Diese gesetzgeberische Arbeit ist unabhängig von der weiteren Entwicklung der Strommarktliberalisierung nötig und dringend.

Auf gesetzlicher Ebene besteht kein unmittelbarer Zusammenhang zwischen dem Elektrizitätsmarktgesetz und dem kommenden Kernenergiegesetz. Ein Bezug ist aber auf der materiellen Ebene gegeben: Wegen der Strommarktöffnung wird sich das Investitionsverhalten der Elektrizitätswirtschaft wesentlich ändern. Sie wird anstelle von Produktionsanlagen mit hohem Kapitaleinsatz und langen Abschreibungsfristen (dazu gehören insbesondere neue Kern- und Wasserkraftwerke) vermehrt in weniger kapitalintensive Anlagen (insbesondere Gas- und Dampfkraftwer-

ke, Gasturbinen, Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen) investieren. Die Strommarktöffnung verschärft nicht nur die wirtschaftliche Situation bei den erneuerbaren Energien, sondern auch bei der Kernenergie. Dies ist neben den politischen Problemen ein gewichtiger Grund dafür, dass in absehbarer Zeit keine neuen Kernkraftwerke erstellt werden dürften, auch nicht zum Ersatz der bestehenden Anlagen.

Der Bedarfsnachweis für Kernkraftwerke soll gewährleisten, dass nicht mehr Kernkraftwerke als erforderlich erstellt werden. Er ist im Grundsatz ein marktfremdes Element, wird doch auf politischer Ebene und nicht durch den Markt über neue Produktionskapazität befunden. Dazu ist allerdings zu bemerken, dass ein Kernkraftwerkprojekt ohnehin nur dann vorgelegt würde, wenn es auch wirtschaftlich interessant wäre. Der Bedarfsnachweis ist politisch sinnvoll, weil die betroffene Bevölkerung heute neue Anlagen nur mehr dann akzeptiert, wenn sie unabdingbar sind; eine nachgewiesene Notwendigkeit garantiert aber noch längst nicht die politische Akzeptanz einer Anlage.

Am 17. März 1997 hat der *Bundesrat die Botschaft zum Bundesgesetz über die Reduktion der CO₂-Emissionen* verabschiedet (BB1 1997 III 410). Der vorgelegte Gesetzesentwurf steht zur Zeit in der parlamentarischen Differenzbereinigung. Er sieht vor, dass bis im Jahr 2010 der CO₂-Ausstoss 10 Prozent unter den Stand von 1990 gesenkt werden soll. Eine CO₂-Abgabe wird nur dann eingeführt, wenn die Ziele mit den bereits beschlossenen, geplanten und freiwilligen Massnahmen nicht erreicht werden, jedoch nicht vor dem Jahr 2004 (zwischen National- und Ständerat besteht Uneinigkeit in der Frage, ob die CO₂-Abgabe dann zumal vom Bundesrat oder vom Parlament eingeführt werden darf). Die Einnahmen aus der CO₂-Abgabe müssen vollumfänglich an Bevölkerung und Wirtschaft zurückerstattet werden.

Das CO₂-Gesetz gewährleistet, dass die CO₂-Reduktionsziele eingehalten werden und die Schweiz ihre auf internationaler Ebene eingegangenen Verpflichtungen zur Reduktion der Treibhausgase erfüllen kann. Müsste dazu eine CO₂-Abgabe eingeführt werden, würde diese die Konkurrenzsituation der verschiedenen Stromerzeugungsarten verändern, indem die nicht fossilen Kraftwerke bevorzugt werden. Dies ist aus Klimaschutzgründen durchaus gerechtfertigt; zudem führt die Verteuerung der Primärenergie dazu, dass ein Anreiz für einen möglichst hohen Wirkungsgrad bei der Stromerzeugung und für die Nutzung der Abwärme entsteht. Die CO₂-Abgabe führt ferner dazu, dass bei einem Verzicht auf den Ersatz der bestehenden Kernkraftwerke durch neue derartige Anlagen der Anreiz geringer wird, auf fossile Stromerzeugung auszuweichen.

149 **Haftpflicht für Stauanlagen**

1995 gaben das UVEK und das EJPD einen Vorentwurf für ein Bundesgesetz über die Haftpflicht für Stauanlagen in die Vernehmlassung¹³. Darin wurde eine strenge Haftung des Inhabers einer Stauanlage für Schäden vorgesehen, die durch austretende Wassermassen verursacht werden. Der Inhaber sollte auch dann haften, wenn der Schaden durch ausserordentliche Naturvorgänge, kriegerische Ereignisse oder grobes Verschulden eines Dritten verursacht wurde. Ferner sollte er verpflichtet wer-

¹³ Nach dem Kernenergiehaftpflichtgesetz vom 18. März 1983 (KHG; SR 732.44) besteht bereits eine unbeschränkte Kausalhaftung für Nuklearschäden, die durch Kernanlagen oder durch den Transport von Kernmaterialien verursacht werden.

den, seine Haftung durch private Versicherungen und ergänzend durch eine Bundesversicherung zu decken. Der Bundesrat sollte ermächtigt werden, Deckungssummen bis zu einer Milliarde Franken vorzuschreiben.

In der Vernehmlassung wurde dem Vorentwurf weitgehend zugestimmt. Es wurden aber verschiedene Änderungsvorschläge unterbreitet. Vor allem wurde eine nähere Abklärung der zu erwartenden Versicherungs-Prämien verlangt. Der Bundesrat hat 1996 das UVEK mit der Ausarbeitung einer Botschaft beauftragt. Inzwischen hat das UVEK beschlossen, gleichzeitig mit der Regelung der Haftpflicht für Stauanlagen das Bundesgesetz vom 22. Juni 1877 über die Wasserbaupolizei (SR 721.10) zu ändern und mit den Haftpflichtbestimmungen in einem einzigen Erlass (Stauanlagengesetz) zu vereinigen. Über den neuen Vorentwurf soll eine zweite Vernehmlassung eröffnet werden. Da die wirtschaftlichen Auswirkungen der Haftpflichtversicherungs-Prämien massgeblich von der Neuregelung des Elektrizitätsmarktes abhängen, wird diese Vernehmlassung erst nach der Verabschiedung der Botschaft zum Elektrizitätsmarktgesetz durchgeführt werden.

15 Verhältnis zum kantonalen Recht

Mit dem Entwurf zum Elektrizitätsmarktgesetz werden die bestehenden kantonalen Kompetenzen im Bereich der Stromproduktion (insb. Art. 24^{bis} Abs. 1 BV) und im Bereich der sparsamen und rationellen Energieverwendung (Art. 24^{octies} BV) nicht tangiert. Gestützt auf Artikel 24^{quater} Absatz 1 der Bundesverfassung (Elektrizitätsartikel) kann der Bund Bestimmungen erlassen über die Fortleitung und Abgabe elektrischer Energie. Es handelt sich bei dieser Bestimmung um eine reine Kompetenznorm, welche dem Gesetzgeber einen weiten Spielraum darüber lässt, welche Gegenstände dieser Materie er regeln will. Diese Verfassungsnorm überträgt dem Bund eine umfassende, mit den kantonalen Zuständigkeiten konkurrierende Kompetenz. Konkurrierende Bundeskompetenz heisst, dass die Kantone weiterhin Gegenstände dieses Gebietes regeln können, soweit der Bund von seiner Kompetenz keinen Gebrauch gemacht hat. Mit dem Elektrizitätsmarktgesetz macht der Bund von seiner Kompetenz gestützt auf Artikel 24^{quater} Absatz 1 der Bundesverfassung insoweit Gebrauch, als er eine Durchleitungs- und Vergütungspflicht statuiert (Art. 5 und 6), Vorschriften über die Rechnungsführung erlässt (Art. 7) und insbesondere die Errichtung einer gesamtschweizerischen Netzgesellschaft für den Betrieb des Höchstspannungsnetzes (in der Regel 220–380 kV) verlangt (Art. 8 und 26). Im Übrigen bleiben die bestehenden kantonalen Kompetenzen auch im Bereich der Fortleitung und Abgabe elektrischer Energie erhalten. Die Kantone dürfen aber keine selbstständigen Bestimmungen erlassen, die die Markt Voraussetzungen, die im Elektrizitätsmarktgesetz geschaffen werden, einschränken. Allfällige im kantonalen Recht unmittelbar oder mittelbar verankerte Versorgungsmonopole bzw. Bezugspflichten werden, soweit sie nach dem Elektrizitätsmarktgesetz durchleitungsrechtlich Endverbraucher und -verbraucherinnen, Elektrizitätserzeugerinnen sowie Versorgungsunternehmen (Art. 5 Abs. 1 und 25 EMG) betreffen, mit dem Inkrafttreten des Elektrizitätsmarktgesetzes nichtig (Art. 3 BV und Art. 2 Übergangsbestimmungen BV) und müssen demzufolge aufgehoben werden.

Auf Grund dieser Kompetenzordnung könnten somit die Kantone beispielsweise im Rahmen der Handels- und Gewerbefreiheit auf ihrem Kantonsgebiet die Errichtung einer kantonalen Netzgesellschaft für den Betrieb der Netze auf den unteren Span-

nungsebenen (d. h. jene Netze, die nicht zur nationalen Netzgesellschaft gehören) vorschreiben. Auch kantonale oder kommunale Vorschriften betreffend die Erhebung eines zweckgebundenen Strompreiszuschlages für Sparmassnahmen und erneuerbare Energien bzw. die Einführung von Lenkungsabgaben auf dem Stromverbrauch werden mit dem vorliegenden Elektrizitätsmarktgesetz nicht verunmöglicht. Die diesbezüglichen kantonalen Kompetenzen bleiben bestehen. Nach Artikel 15 des Elektrizitätsmarktgesetzes unterliegen aber die Preise für Elektrizität (auch wenn diese durch eine legislative oder exekutive Behörde festgelegt werden) der uneingeschränkten Kontrolle durch die Preisüberwachung.

Auch die Durchleitung von Strom über öffentlichen Grund und Boden (z. B. Allmend) wird bei einem geöffneten Elektrizitätsmarkt eine Form der Sondernutzung eines öffentlichen Gutes bleiben. Die öffentliche Hand kann dieses Recht nach wie vor über Konzessionen erteilen und für die Sondernutzung (Durchleitung von Strom) ein entsprechendes Entgelt (Konzessionsgebühr) verlangen. Das Elektrizitätsmarktgesetz enthält auch diesbezüglich keine Bestimmungen, welche die Autonomie der Kantone bzw. Gemeinden in irgendeiner Form einschränken. Allerdings ist darauf hinzuweisen, dass die bisher von der Elektrizitätswirtschaft erbrachten Abgeltungen (seien diese nun freiwilliger oder gesetzlicher Natur) bei einer Marktöffnung unter Druck kommen werden und nur aufrecht erhalten bleiben können, wenn sie transparent und begründet sind.

Für die Verleihung von Wasserrechten durch die Kantone oder Gemeinden gelten von Bundesrechts wegen die einschlägigen Bestimmungen des Wasserrechtsgesetzes vom 22. Dezember 1916 (WRG; SR 721.8). Im Rahmen dieser Bestimmungen sind die kantonalen bzw. kommunalen Behörden bezüglich des Erlasses von Rahmenbedingungen und Auflagen grundsätzlich frei. Das Elektrizitätsmarktgesetz sieht in diesem Zusammenhang ebenfalls keine Einschränkungen vor.

Das Elektrizitätsmarktgesetz enthält in den Artikeln 10 und 28 Bestimmungen betreffend den Service public. Diese beiden Artikel müssen von den Kantonen vollzogen werden. Diese Vollzugsaufgaben können durch den Erlass entsprechender kantonalen Bestimmungen oder im Rahmen der Änderung bzw. Anpassung von Konzessionen (z. B. Verknüpfung der Konzessionen mit Auflagen und Bedingungen) wahrgenommen werden.

Schliesslich ist auf die kantonale und kommunale Gesetzgebung über das öffentliche Beschaffungswesen bzw. auf die interkantonale Vereinbarung vom 25. November 1994 über das öffentliche Beschaffungswesen (SR 172.056.4) hinzuweisen. Ziel dieser Gesetzgebung auf kantonaler und kommunaler Ebene ist insbesondere die Förderung des wirksamen Wettbewerbs unter den Anbieterinnen und Anbietern, die Gewährleistung der Gleichbehandlung, die Sicherstellung von Transparenz sowie die wirtschaftliche Verwendung öffentlicher Mittel. Soweit Elektrizitätswerke (insbesondere Verteilunternehmen) öffentlichrechtlich bzw. gemischtwirtschaftlich organisiert sind, unterliegen diese für den Einkauf von Elektrizität der Gesetzgebung über das öffentliche Beschaffungswesen. Das heisst, dass solche Elektrizitätswerke für jene Elektrizität, die sie auf dem offenen Markt einkaufen können, die entsprechenden Bestimmungen über die Vergabeverfahren einhalten müssen, sofern die vorgegebenen Schwellenwerte für Lieferungen und Dienstleistungen überschritten werden. Mit diesem verhältnismässig aufwendigen Verfahren haben die öffentlichrechtlich bzw. gemischtwirtschaftlich organisierten Akteure auf dem freien Markt einen erheblichen Wettbewerbsnachteil. Diese Tatsache wird zweifellos den bereits heute eingeleiteten Trend zur Privatisierung öffentlicher Elektrizitätswerke be-

schleunigen. Mit Blick auch auf die Regelungen in der EU stellt sich überdies die Frage, ob in der interkantonalen Vereinbarung über das öffentliche Beschaffungsweisen nicht entsprechende Ausnahmen bezüglich des Einkaufs von Elektrizität vorzusehen wären.

Die Kantone sind auch in anderen Bereichen gefordert, den Elektrizitätsmarkt hemmende Vorschriften abzubauen. Zu denken ist beispielsweise an eine Flexibilisierung der Wasserkraftkonzessionen (es besteht keine bundesrechtliche Pflicht, das Wasserzinsmaximum von 80 Franken voll auszuschöpfen), die Reduktion der öffentlichen Abgaben oder die Aufhebung von Bestimmungen betreffend die Abgabe von Gratis- oder Vorzugsenergie.

16 Ergebnisse des Vorverfahrens

161 Vorarbeiten

Der Bundesrat hat im Rahmen des zweiten Massnahmenpakets zur marktwirtschaftlichen Erneuerung dem UVEK den Auftrag erteilt, einen Bericht über Möglichkeiten einer Marktöffnung im Bereich der leitungsgebundenen Energien zu erarbeiten. In der Folge wurde durch eine Arbeitsgruppe, die sich aus Vertretern der Bundesverwaltung, der Elektrizitätswirtschaft und der industriellen Strom-Grosskonsumenten zusammensetzte, im Juni 1995 der Bericht «Öffnung des Elektrizitätsmarktes» vorgelegt und dem Bundesrat am 22. Dezember 1995 zur Kenntnisnahme unterbreitet. Diese Vorschläge wurden in einer um die Kantone, die Kleinkonsumenten und die Umweltorganisationen erweiterten Arbeitsgruppe vertieft. Die Anfang 1997 in Kraft getretene EG-Richtlinie betreffend den Elektrizitätsbinnenmarkt fand bei diesen Arbeiten bereits ihren Niederschlag. Die Vorschläge der Arbeitsgruppe sind als Bericht «Marktöffnung im Elektrizitätsbereich» des BFE im Januar 1997 veröffentlicht worden.

Am 25. Juni 1997 hat der Bundesrat vom Bericht «Marktöffnung im Elektrizitätsbereich» des BFE Kenntnis genommen und das UVEK beauftragt, einen Entwurf zum Elektrizitätsmarktgesetz zu erarbeiten, welcher als Rahmengesetz dem Prinzip der Subsidiarität und Kooperation Rechnung trägt. Ziel des Gesetzes müsse es sein, den Elektrizitätsmarkt vollständig zu öffnen, d. h. dass auch die Kleinkonsumenten Zugang zum Netz haben.

162 Vernehmlassungsentwurf

Am 18. Februar 1998 ermächtigte der Bundesrat das UVEK, den Vorentwurf zu einem Elektrizitätsmarktgesetz und den erläuternden Bericht bei den Kantonen, politischen Parteien sowie interessierten Verbänden und Organisationen bis zum 15. Mai 1998 in die Vernehmlassung zu geben.

Bereits bei dem in die Vernehmlassung geschickten Entwurf zu einem Elektrizitätsmarktgesetz waren das Kooperations- und Subsidiaritätsprinzip zwei zentrale Elemente. Vorgeschlagen wurde eine Öffnung des Strommarktes über den geregelten Netzzugang auf Vertragsbasis (Regulated Third Party Access). Die Marktöffnung sollte schrittweise erfolgen, so dass neun Jahre nach Inkrafttreten des Elektrizitätsmarktgesetzes der Strommarkt in der Schweiz vollumfänglich geöffnet ist.

Für den Betrieb des Übertragungsnetzes schlug der Vernehmlassungsentwurf die Errichtung einer gesamtschweizerischen Netzgesellschaft vor. Die heutigen Betreiber von Übertragungsnetzen sollten verpflichtet werden, während einer Übergangsfrist von drei Jahren nach Inkrafttreten des Gesetzes eine für sie sachgerechte Lösung zu treffen.

Der Vernehmlassungsentwurf enthielt wichtige flankierende Massnahmen für eine Marktöffnung. Im Vordergrund stand die Vorrangstellung von Elektrizität, die aus erneuerbaren Energien gewonnen wird. Ferner sah der Entwurf einen Strompreiszuschlag vor zur angemessenen Entschädigung von nicht amortisierbaren Investitionen (NAI) sowie für Beiträge zur Erhaltung und Erneuerung bestehender Wasserkraftanlagen.

163 Ergebnis des Vernehmlassungsverfahrens

Am 16. September 1998 nahm der Bundesrat vom Bericht des UVEK über das Vernehmlassungsverfahren Kenntnis und stimmte dessen Veröffentlichung zu. Nachfolgend werden die Ergebnisse des Vernehmlassungsverfahrens kurz zusammengefasst. Für weitergehende Ausführungen wird auf den veröffentlichten Bericht verwiesen.

Von den 136 eingeladenen Vernehmlassern gingen 98 Antworten ein, ausserdem verfassten 53 nicht eingeladene Stellen eine Stellungnahme.

Die meisten Vernehmlasser anerkannten die Notwendigkeit eines Elektrizitätsmarktgesetzes. Die Absicht, den Elektrizitätsmarkt auch in der Schweiz zu öffnen, wurde von praktisch allen Vernehmlassungsteilnehmern begrüsst. Auch das vom Vernehmlassungsentwurf anvisierte Ziel, den Elektrizitätsmarkt nach Ablauf einer bestimmten Übergangsfrist vollständig zu öffnen, fand breite Unterstützung. Schliesslich war auch das vorgeschlagene Modell des geregelten Netzzugangs (Regulated Third Party Access) unbestritten. Bei der Beurteilung der Vorlage als Ganzes gingen die Meinungen jedoch weit auseinander: Für die einen war der Vernehmlassungsentwurf eine gute Grundlage, die anderen forderten eine grundsätzliche Überarbeitung.

Die *Konferenz Kantonalen Energiedirektoren* (EnDK) unterstützte den Erlass und die Stossrichtung des Elektrizitätsmarktgesetzes. Insbesondere befürwortete sie die gesamtschweizerische Netzgesellschaft und den geplanten Marktzutritt für Endverbraucher (Verteiler sollten allerdings erst nach drei Jahren einen eigenständigen Marktzutritt erhalten, dann aber gemäss Vernehmlassungsentwurf). Förderbestimmungen für erneuerbare Energien sähe die EnDK zwar lieber im Energiegesetz, könnten aber auch im Elektrizitätsmarktgesetz unterstützt werden. Bezüglich der Abgeltung von NAI forderte die EnDK eine restriktive Handhabung und die Rückerrstattung allfälliger späterer Gewinne.

Alle *Kantone* bejahten die Notwendigkeit eines Elektrizitätsmarktgesetzes. Bezüglich Änderungen verwiesen die meisten ausdrücklich oder durch die Übernahme aller oder einzelner Forderungen auf die Stellungnahme der EnDK. Eine Gruppe von fünf Kantonen scherte mit ihren Anträgen aus (ZH, ZG, AI, SG, TG): Als reines Marktgesetz sollte das Elektrizitätsmarktgesetz keine Förderbestimmungen für erneuerbare Energien enthalten und auch keine Abgeltungsregelung für NAI. Der Markt sollte eher langsamer geöffnet werden. Die Regierungskonferenz der Gebirgskantone schlug demgegenüber eine schnellere Öffnung vor für den Fall, dass sich die Len-

kungsabgabe auf nicht erneuerbaren Energien und damit die Entschädigung der NAI und die Förderung der Sanierung bestehender Werke sowie die Ökologisierung der Wasserläufe durchsetzen würde.

Von den *in der Bundesversammlung vertretenen politischen Parteien* wurde der Vernehmlassungsentwurf sehr kontrovers beurteilt. Die FDP lehnte ihn vollumfänglich ab und verlangte statt dessen einen befristeten Bundesbeschluss. Am meisten Unterstützung fand der Entwurf bei der SPS, eine gründliche Überarbeitung verlangten CVP, LPS und SVP. Mit Ausnahme der SPS lehnten die Parteien eine gesamtschweizerische Netzgesellschaft ab, zum Teil bevorzugten sie eine unabhängige Koordinationsstelle, wie sie von der Elektrizitätsbranche vorgeschlagen wurde. Die flankierenden Massnahmen waren sehr umstritten: GPS und SPS befürworteten die Priorisierung erneuerbarer Energien, CVP, FDP, LPS und SVP lehnten derartige Förderbestimmungen ab. Auch die Entschädigung von NAI fand Befürworter (CVP, LPS, SPS, SVP) und Gegner (GPS, SD). CVP und SPS stimmten dem Marktöffnungstempo grundsätzlich zu, LPS und SVP bevorzugten den Vorschlag der Elektrizitätsbranche (Etappierung über 10 Jahre ohne Zulassung der Endverteiler ab Inkrafttreten).

Von *Wirtschaftsverbänden* kam überwiegend der Ruf nach Überarbeitung des Entwurfs. Er müsse insbesondere schlanker werden, unter Umständen genüge sogar ein befristeter Bundesbeschluss. Mehrheitlich wurde ein reines Marktgesetz gefordert, nur ein kleiner Teil begrüsst die Priorisierung der erneuerbaren Energien oder verlangte eine Erweiterung dieser Bestimmungen. Auch bezüglich der Netzgesellschaft waren die Befürworter in der Minderheit. Zur NAI-Entschädigung hielten sich die Befürworter und Gegner die Waage. Das Marktöffnungstempo sollte eher beschleunigt werden; der Vorort konnte sich dem Vorschlag der Elektrizitätsbranche (Etappierung über 10 Jahre ohne Zulassung der Endverteiler bei Inkrafttreten) anschliessen.

Von den *energiepolitischen und -technischen Organisationen* forderten die meisten ebenfalls eine grundsätzliche Überarbeitung, zum Teil sogar den Verzicht auf ein Gesetz und den Erlass eines befristeten Bundesbeschlusses. Rund die Hälfte bemängelte, dass der Entwurf nicht als reines Marktgesetz ausgestaltet sei. Eine Mehrheit lehnte den Vorschlag einer gesamtschweizerischen Netzgesellschaft ab und forderte stattdessen eine unabhängige Netzkoordinationsstelle gemäss den Vorstellungen der Elektrizitätsbranche. Der geplanten Entschädigung von NAI stellten sich nur wenige entgegen. Die Marktöffnung sollte gemäss Vorschlag der Brancheneinigung erfolgen.

Bei den *Konsumentenorganisationen* forderten die Vertreter der Grossverbraucher einen befristeten Bundesbeschluss, zumindest aber ein reines Marktgesetz. Der Vorschlag der Errichtung einer gesamtschweizerischen Netzgesellschaft fand bei den meisten übrigen Konsumentenorganisationen Unterstützung. Diese befürworteten auch unter einschränkenden Bedingungen die Abgeltung nicht amortisierbarer Investitionen. Grundsätzlich wurde ein schnelleres Marktöffnungstempo gefordert.

Bei den *Umweltschutzorganisationen* war der Grundtenor positiv. Alle befürworteten die Förderbestimmungen für erneuerbare Energien und die gesamtschweizerische Netzgesellschaft. Der NAI-Abgeltung stellten sich nur wenige entgegen, eine allfällige Abgeltung habe aber unter einschränkenden Bedingungen zu erfolgen. Ein rascheres Marktöffnungstempo würde begrüsst.

Im Sinne eines Fazits lässt sich sagen, dass nur jeder achte Vernehmlasser einen befristeten Bundesbeschluss der Gesetzesform vorziehen würde; rund ein Drittel verlangte ein schlankeres Rahmengesetz mit weniger marktfremden Elementen. Ca. zwei Drittel aller Vernehmlasser unterstützten die Netzgesellschaft. Die Priorisierung erneuerbarer Energien wurde mehrheitlich abgelehnt. Rund ein Fünftel lehnte jegliche Entschädigung nicht amortisierbarer Investitionen ab und ca. ein Drittel machte diesbezüglich einschränkende Bedingungen. Etwa ein Viertel der Vernehmlasser sprach sich für eine längere Übergangsfrist aus und lehnte es auch ab, Elektrizitätsversorgungsunternehmen bereits ab Inkrafttreten des Elektrizitätsmarktgesetzes einen eigenständigen Marktzutritt zu gewähren; jeder siebte forderte zudem eine schnellere Marktöffnung.

164 Überarbeitung des Vernehmlassungsentwurfs

Am 16. September 1998 hat der Bundesrat vom Ergebnis des Vernehmlassungsverfahrens zum Elektrizitätsmarktgesetz Kenntnis genommen und den Vernehmlassungsbericht veröffentlicht. Das UVEK wurde beauftragt, mit den wichtigsten politischen Kräften bilaterale Gespräche zu führen. Im Rahmen dieser Gespräche sollten allfällige Konsensmöglichkeiten ausgelotet werden, insbesondere bezüglich der flankierenden Massnahmen, des Tempos der Marktöffnung und der Sicherstellung des Netzzugangs (Netzgesellschaft).

Ende September/Anfang Oktober 1998 wurden insgesamt vier Gespräche mit folgenden Gruppen durchgeführt: Kantone/Städteverband; Verband Schweizerischer Elektrizitätswerke (VSE); Vorort; Umwelt-, Konsumenten- und Gewerkschaftsorganisationen. Im Rahmen dieser Gespräche konnte bezüglich der Fragen der Erlassform (befristeter Bundesbeschluss oder Gesetz) und der Auflösung bestehender Vertragsverhältnisse ein Konsens erzielt werden. Mit der Errichtung einer gesamtschweizerischen Netzgesellschaft erklärten sich alle beteiligten Gruppierungen mit Ausnahmen des VSE ebenfalls einverstanden. Die Diskussion um die Frage der Priorisierung erneuerbarer Energien, speziell die Erhaltung und Erneuerung der Wasserkraft, verlagerte sich auf die im Parlament hängigen Vorschläge zur Einführung einer Abgabe auf nicht erneuerbaren Energieträgern. Wesentliche Differenzen unter den vier Gruppierungen bestanden allerdings noch beim Marktöffnungsfahrplan und bei der Frage der Entschädigung von nicht amortisierbaren Investitionen.

Gestützt auf diese Gespräche hat der Bundesrat in den Klausursitzungen vom 21. und 28. Oktober 1998 unter anderem auch Entscheide für die weiteren Arbeiten am Elektrizitätsmarktgesetz getroffen: Im Gesetzesentwurf sei die Errichtung einer nationalen Netzgesellschaft, jedoch keine Entschädigung für nicht amortisierbare Investitionen für Kernkraftwerke vorzusehen (dafür hat er dem Kernkraftwerk Leibstadt eine Leistungserhöhung von 15% bewilligt und die Betriebsbewilligung für das Kernkraftwerk Mühleberg bis 2012 verlängert). Am 27. Januar 1999 hat der Bundesrat im Hinblick auf die künftige Öffnung des Elektrizitätsmarktes beschlossen, als Übergangslösung zu einer ökologischen Steuerreform eine zeitlich begrenzte Energieabgabe in der vom Ständerat vorgesehenen Grössenordnung (Erträge zwischen 300 und 450 Mio. Fr. im Jahr) zu unterstützen. Der genaue Verwendungszweck (rationelle Energieverwendung, alternative Energien, Erneuerung der Wasserkraftwerke, «Joint Implementations») liess der Bundesrat vorläufig offen. Am 8. März 1999 hat sich der Bundesrat schliesslich für eine auf Einzelfälle beschränkte,

restriktive Abgeltung der nicht amortisierbaren Investitionen bei Wasserkraftwerken ausgesprochen.

165 Erledigung parlamentarischer Vorstösse

Mit der Verabschiedung des Elektrizitätsmarktgesetzes durch das Parlament können die eingangs aufgelisteten parlamentarischen Vorstösse abgeschrieben werden.

Die Motion «Stromtransit. Kostenwahrheit» (98.3284) ist noch im Parlament hängig (weil die Motion bekämpft wurde, hat der Nationalrat am 18. Dezember 1998 entschieden, die Diskussion zu verschieben). Der Bundesrat hatte in seiner Stellungnahme vom 4. November 1998 beantragt, die Motion in ein Postulat umzuwandeln. Mit der Verabschiedung des Elektrizitätsmarktgesetzes könnte auch dieser Vorstoss abgeschrieben werden.

2 Besonderer Teil: Erläuterungen zu den einzelnen Bestimmungen

201 Allgemeine Bestimmungen

201.1 Einleitung

Der *Ingress* des Elektrizitätsmarktgesetzes nennt die wesentlichen kompetenzbe gründenden Bestimmungen der von Volk und Ständen am 18. April 1999 ange nommenen neuen Bundesverfassung, welche voraussichtlich am 1. Januar 2000, das heisst vor dem Elektrizitätsmarktgesetz, in Kraft treten wird. Die Verfassungsmäs sigkeit wird unter Ziffer 61 geprüft.

Synoptische Darstellung geltende Bundesverfassung/neue Bundesverfassung betreffend Verfassungsgrundlagen Elektrizitätsmarktgesetz

Tabelle 8

Bereich	geltende BV	neue BV
Wasser	24 ^{bis} Abs. 1	76 Abs. 1 und 2
Elektrizität	24 ^{quater} Abs. 1	91 Abs. 1
Kernenergie	24 ^{quinquies}	90
Energie	24 ^{octies}	89

201.2 Zweck (Art. 1)

Artikel 1 enthält Zielvorstellungen, keine Verhaltensnormen. Der Zweckartikel hat keine unmittelbare normative Bedeutung, er ist jedoch eine Richtschnur für die Auslegung der nachfolgenden materiellen Bestimmungen.

In *Absatz 1* wird die übergeordnete Zielsetzung, die sich auch aus der Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. Dezember 1996 be treffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt (ABl. Nr. L

27/20 vom 30. 1. 97) ableitet, konkretisiert. Durch die Schaffung eines wettbewerbsorientierten Elektrizitätsmarktes sollen insbesondere die heute im Vergleich zu vielen anderen Ländern relativ hohen industriellen Strompreise in der Schweiz gesenkt werden.

Gemäss *Absatz 2* legt das Gesetz ausserdem die Rahmenbedingungen fest, die bei der Umsetzung dieser Zielsetzung zu beachten sind. Insbesondere sind eine zuverlässige und erschwingliche Versorgung und die starke Stellung der schweizerischen Elektrizitätswirtschaft auch auf dem europäischen Elektrizitätsmarkt weiterhin zu gewährleisten.

201.3 Geltungsbereich (Art. 2)

Nach *Absatz 1* gilt das Elektrizitätsmarktgesetz grundsätzlich für das Netz der allgemeinen Landesversorgung (Landesversorgungsnetz). Dieses Netz wird mit 50-Hz Wechselstrom betrieben. Dazu gehören sowohl die Übertragungsnetze (220–380 kV) als auch die Verteilnetze auf den verschiedenen Spannungsebenen (400 V–160 kV). Für Erstellung, Betrieb und Instandhaltung des Landesversorgungsnetzes gelten das Bundesgesetz vom 24. Juni 1902 betreffend die elektrischen Schwach- und Starkstromanlagen (EleG; SR 734.0) sowie die Verordnung vom 30. März 1994 über elektrische Starkstromanlagen (Starkstromverordnung; SR 734.2).

Absatz 2 bestimmt, dass das Elektrizitätsmarktgesetz auch auf andere Elektrizitätsnetze Anwendung finden soll, sofern durchleitungsberechtigte Kunden darauf angewiesen sind oder die technische Entwicklung neue Übertragungsformen zulässt. Diese Regelung zielt insbesondere darauf ab, den Strommarkt auch für die verschiedenen Bahngesellschaften zu öffnen. Der Bundesrat soll die Marktordnung für das Bahnstromnetz in Anlehnung an die für das allgemeine Landesversorgungsnetz geltenden Bestimmungen auf dem Verordnungsweg regeln können. Bahngesellschaften sollen die für den Betrieb ihrer eigenen Bahnstromnetze notwendige Elektrizität auch bei einem beliebigen Produzenten einkaufen und für den Transport unter Umständen das Bahnstromnetz einer anderen Gesellschaft in Anspruch nehmen können.

Zum Bahnstromnetz gehören die zum Betrieb einer elektrischen Eisenbahn notwendigen, miteinander metallisch verbundenen Leitungen und Anlageteile. Ein besonderes, über die Landesgrenzen hinweg verbundenes Bahnstromnetz gibt es nur in Deutschland, Österreich, der Schweiz, Norwegen und Schweden. Es wird mit 16,7-Hz Einphasen-Wechselstrom betrieben und setzt sich zusammen aus eigenen Übertragungsleitungen zur Versorgung des Bahnstromnetzes (Übertragung von Traktionsenergie von der Produktionsebene zu den Unterwerken), den Versorgungsleitungen (Leitungsanlagen zur Stromversorgung von Bahnanlagen aus dem Netz der allgemeinen Landesversorgung) sowie aus den eigentlichen 15 000-Volt-Fahrleitungsanlagen (Fahrdrähte, Tragseile, Tragwerke, Schaltposten usw.). Für Bau, Betrieb und Instandhaltung der Bahnstromnetze gilt neben dem Bundesgesetz betreffend die elektrischen Schwach- und Starkstromanlagen die Verordnung vom 5. Dezember 1994 über elektrische Anlagen von Bahnen (VEAB; SR 734.42). Diese gilt auch für die zahlreichen Schmalspurbahnen, die Trambahnen und die Trolleybusbetriebe, welche mit Gleichstrom von 600 bis 1500 Volt betrieben werden und ihren Strombedarf über zahlreiche Gleichrichterstationen in der Regel aus dem 50-Hertz-Landesnetz decken.

Nach der Formulierung in Absatz 2 soll der Geltungsbereich des Elektrizitätsmarktgesetzes nicht nur auf Bahnnetze, sondern auch auf Elektrizitätsnetze ausgedehnt werden können, die mit Gleichstrom betrieben werden. Zu denken ist hier beispielsweise an eventuelle zukünftige Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsnetze (HGÜ-Netze). Die Fahrleitungsanlagen der oben erwähnten Schmalspurbahnen und Nahverkehrsbetriebe kommen dafür jedoch aus technischen Gründen nicht in Frage.

Der Bundesrat hat festzulegen, in welchen Fällen für die Belieferung eines durchleitungsberechtigten Endverbrauchers das Bahnnetz oder ein Gleichstromnetz in Anspruch genommen werden darf. Das Erstellen einer neuen (50-Hz-Wechselstrom-)Leitung soll nur als ultima ratio ins Auge gefasst werden. Soweit in einem Bahn- oder Gleichstromnetz noch Kapazitäten vorhanden sind, soll die betreffende Betreiberin grundsätzlich verpflichtet sein, gegen eine Vergütung nach Artikel 6 des Elektrizitätsmarktgesetzes Strom von durchleitungsberechtigten Endverbraucherinnen und -verbraucher durch ihre Netze durchzuleiten. Von Bedeutung ist diese Regelung insbesondere im Zusammenhang mit den Bahnnetzen. Viele Privatbahnen können die Elektrizität für bestimmte Bahn-Netzgebiete nur ab dem SBB-Netz beziehen. Es soll aber auch ein Bezug von Bahnstrom beispielsweise aus Deutschland oder Österreich unter Benutzung des SBB-Übertragungsnetzes grundsätzlich möglich sein. Hingegen ist eine allenfalls notwendige Frequenzumformung Sache der Endverbraucherinnen und -verbraucher bzw. von deren Lieferanten.

201.4 Zusammenarbeit mit der Wirtschaft (Art. 3)

Mit *Artikel 3* werden die das ganze Gesetz prägenden Prinzipien der Zusammenarbeit und Subsidiarität bereits am Anfang genannt. Damit soll der grosse Stellenwert dieser Grundsätze im Elektrizitätsmarktgesetz zum Ausdruck gebracht werden. Beide Prinzipien entsprechen den Bemühungen um Deregulierung und Revitalisierung der Schweizer Wirtschaft und haben bereits bei der am 1. Juli 1997 in Kraft getretenen Revision des Bundesgesetzes vom 7. Oktober 1983 über den Umweltschutz (USG; SR 814.01), bei dem am 1. Januar 1999 in Kraft getretenen Energiegesetz vom 26. Juni 1998 (EnG; SR 730.0) sowie bei dem zur Zeit in der parlamentarischen Differenzbereinigung stehenden Entwurf zum CO₂-Gesetz (BB1 1997 III 410) Eingang in die Gesetzgebung gefunden.

Absatz 1 stipuliert das Kooperationsprinzip. Danach arbeiten Bund und Kantone für den Vollzug des Elektrizitätsmarktgesetzes mit den Organisationen der Wirtschaft zusammen. Im Vordergrund steht die Zusammenarbeit mit dem Verband Schweizerischer Elektrizitätswerke (VSE), die bereits im Rahmen der Vorbereitung des vorliegenden Gesetzesentwurfes begonnen hat. Selbstverständlich haben Bund und Kantone auch die Zusammenarbeit mit anderen betroffenen Organisationen zu pflegen, wie beispielsweise mit den Konsumentenorganisationen (Haushalte sowie industrielle Grossverbraucher). Artikel 23 Absatz 5 ermächtigt den Bundesrat ausdrücklich, private Organisationen zum Vollzug beizuziehen.

Absatz 2 verankert den Grundsatz des Vorrangs privater Massnahmen vor staatlichen Massnahmen (Subsidiaritätsprinzip). Adressaten sind sowohl der Bund als auch die Kantone. Beim vorliegenden Gesetzesentwurf handelt es sich um ein Rahmengesetz. Es enthält die für eine Marktöffnung im Elektrizitätsbereich notwendigen Eckpfeiler und Rahmenbedingungen. Auf die Regelung von Einzelheiten wurde

soweit möglich verzichtet. Aus heutiger Sicht darf davon ausgegangen werden, dass die Elektrizitätswirtschaft die auf Grund dieses Gesetzes notwendigen Einzelheiten zur Schaffung von Wettbewerb im Elektrizitätsbereich auf freiwilliger Basis im Rahmen von privaten Vereinbarungen regeln wird. Dabei kann es sich um brancheninterne Vereinbarungen handeln (z. B. über ein einheitliches Kostenrechnungsschema gemäss Art. 6 Abs. 4 oder über die Rechnungsführung gemäss Art. 7 Abs. 2). Bund und Kantone sind verpflichtet, private Vereinbarungen anzuerkennen und allenfalls in ihr Ausführungsrecht zu übernehmen, wenn sie den Grundsätzen des Elektrizitätsmarktgesetzes entsprechen. Soweit sich die Betroffenen nicht innert nützlicher Frist auf eine sachgerechte Lösung einigen können, werden Bundesrat bzw. die Kantone die notwendigen Vorschriften erlassen (vgl. auch Art. 26 Abs. 1 letzter Satz). Falls einzelne Vereinbarungen nicht die ganze Branche abdecken, inhaltlich jedoch den Zielen des Elektrizitätsmarktgesetzes entsprechen, können Bundesrat oder Kantone diese ganz oder zum Teil in das Ausführungsrecht übernehmen. Auf diese Weise werden Marktteilnehmer belohnt, welche sachgerechte Vollzugsregeln finden. Mit der Möglichkeit der Übernahme von Vereinbarungen in das Ausführungsrecht sollen auch solche Marktteilnehmer ins Recht gefasst werden können, die sich den Vereinbarungen nicht anschliessen (sog. «free riders»).

201.5 Begriffe (Art. 4)

Die verwendeten Definitionen richten sich soweit möglich nach den Formulierungen, wie sie in der EG-Richtlinie betreffend den Elektrizitätsbinnenmarkt verwendet werden. Es werden nur solche Begriffe definiert, die im nachfolgenden materiellen Teil des Gesetzes auch Verwendung finden. Um nicht neue unbekannte Wortschöpfungen kreieren zu müssen, erscheinen einzelne Begriffe, die in der Elektrizitätsbranche und in der EG-Richtlinie zum allgemeinen Sprachgebrauch gehören, sowohl in der männlichen als auch in der weiblichen Form. Bei Begriffen, die sich in aller Regel auf juristische Personen beziehen (z. B. Elektrizitätserzeugerinnen), wird nur die weibliche Form verwendet.

Unter «*Elektrizitätserzeugerinnen*» (Bst. b) sind natürliche oder juristische Personen zu verstehen, die lediglich elektrische Energie produzieren und keine Übertragungs- oder Verteilnetze besitzen. Allerdings schliesst die Definition nicht aus, dass Elektrizitätserzeugerinnen weitere Tätigkeiten ausserhalb des Elektrizitätsbereichs (beispielsweise Betrieb einer Fabrik oder eines Dienstleistungsunternehmens) ausüben können.

Sowohl beim «*Übertragungsnetz*» (Bst. f) als auch beim «*Verteilnetz*» (Bst. g) handelt es sich um Hochspannungsnetze im technischen Sinne. Das Übertragungsnetz (auch als Verbundnetz bezeichnet) dient dem Transport über grosse Distanzen und wird in der Regel mit einer Spannung von 380/220 kV betrieben. Die Frage, ob es sich um ein Übertragungsnetz handelt, soll nicht alleine auf Grund der Spannung, sondern auch auf Grund der Funktion des Netzes (Transport von Elektrizität über grosse Distanzen) beurteilt werden. Die Verteilnetze weisen in der Regel drei Spannungsebenen auf: Leitungen im Spannungsbereich von 160/30 kV stellen die Verteilung zwischen Regionen sicher und solche im Spannungsbereich von 30/9 kV die Verteilung innerhalb einer Region. Leitungen im Spannungsbereich von 400 V dienen der Feinverteilung im lokalen Bereich von einigen hundert Metern. Endverbrau-

cher sind an allen Ebenen angeschlossen, Grossverbraucher häufig auf der Ebene von 30/9 kV, die Haushalte und zahlreiche weitere Kunden auf der 400-V-Ebene.

202 Durchleitungspflicht, Vergütung und Rechnungsführung

202.1 Durchleitungspflicht (Art. 5)

Artikel 5 ist eine der zentralsten Bestimmungen des Gesetzes. Hier wird der geregelte Netzzugang auf Vertragsbasis (Regulated Third Party Access) rechtlich verankert (vgl. Variante N2 gem. Fig. 11). Gestützt auf diese Bestimmung erhalten bestimmte natürliche oder juristische Personen (vgl. Abs. 1 Bst. a–c), die sich innerhalb und ausserhalb des Netzgebietes befinden, einen Netzzugang¹⁴, damit sie Liefer- und Bezugsverträge auf der Grundlage freiwilliger kommerzieller Vereinbarungen abschliessen können (Art. 17 Abs. 1 der EG-Richtlinie betreffend den Elektrizitätsbinnenmarkt). Artikel 43 Absatz 2 des Bundesgesetzes vom 24. Juni 1902 betreffend die elektrischen Schwach- und Starkstromanlagen (EleG; SR 734.0) sieht lediglich ein Expropriationsrecht zur Fortleitung elektrischer Energie über bestehende Anlagen vor. Von diesem Expropriationsrecht wurde in der Vergangenheit allerdings praktisch nie Gebrauch gemacht. Artikel 13 Absatz 1 des Bundesgesetzes vom 4. Oktober 1963 über Rohrleitungsanlagen zur Beförderung flüssiger und gasförmiger Brenn- oder Treibstoffe (RLG; SR 746.1) enthält im Gegensatz zum Elektrizitätsgesetz bereits einen Netzzugang Dritter auf Vertragsbasis.

Absatz 1 richtet sich an Betreiberinnen von Übertragungs- und Verteilnetzen. Sie sind verpflichtet, unter bestimmten Voraussetzungen Elektrizität durch ihr Netz leiten zu lassen. Der Transport ist auf vertraglicher Basis nach objektiven und nicht-diskriminierenden Kriterien auszuhandeln. Ferner legt die Bestimmung fest, wer einen Anspruch auf Durchleitung von Elektrizität hat (Bst. a–c). Analog zur EG-Richtlinie über den Elektrizitätsbinnenmarkt soll die Marktöffnung in der Schweiz schrittweise erfolgen. Ziel ist, dass nach Ablauf einer gewissen Übergangszeit sämtliche Stromkonsumenten Zugang zum Markt haben. Die schrittweise Erhöhung der Marktöffnungsquote ist aus der Übergangsbestimmung Artikel 25 ersichtlich.

Gemäss *Buchstabe a* in Verbindung mit Artikel 25 Absatz 1 Buchstabe a haben bei Inkrafttreten des Elektrizitätsmarktgesetzes die Endverbraucherinnen und -verbraucher mit einem Jahresverbrauch je Verbrauchsstätte einschliesslich der Eigenerzeugung von mehr als 20 GWh Anspruch auf Durchleitung. Entsprechend dem Postulat einer schrittweisen Öffnung des Elektrizitätsmarktes enthält Artikel 25 einen festen Absenkungspfad mit dem Ziel, dass sechs Jahre nach Inkrafttreten des Gesetzes alle Endverbraucherinnen und -verbraucher Anspruch auf Durchleitung von Elektrizität haben.

Nach *Buchstabe b* wird allen Produzenten von Elektrizität (Elektrizitätserzeugerinnen) zur Versorgung von zugelassenen Stromkunden ein selbstständiger Durchleitungsanspruch eingeräumt. Als Elektrizitätserzeugerinnen gelten solche natürlichen oder juristischen Personen, die nur Produktions-, aber keine Übertragungs- und Verteilanlagen besitzen (vgl. Art. 4 Bst. b). Darunter fallen nebst den bestehenden rund 80 Werken (inkl. Partnerwerke mit eigener juristischer Persön-

¹⁴ Zur Frage des Netzzugangs gestützt auf Artikel 7 des Kartellgesetzes («Essential facilities doctrine») vgl. Ziff. 141.

lichkeit) auch neue dezentrale Stromproduzenten, z. B. Kleinwasser-Kraftwerke oder Produktionsanlagen in Industriebetrieben.

Gemäss *Buchstabe c* haben auch Elektrizitätsversorgungsunternehmen Anspruch auf Durchleitung. Artikel 17 Absatz 1 der EG-Richtlinie betreffend den Elektrizitätsbinnenmarkt sieht die Möglichkeit der Zulassung von Elektrizitätsversorgungsunternehmen ausdrücklich vor. Auf den Zeitpunkt des Inkrafttretens des Elektrizitätsmarktgesetzes besteht der Anspruch nach Artikel 25 Absatz 1 Buchstabe b im Umfang von 10 Prozent des direkten Jahresabsatzes an feste Kundinnen und Kunden sowie im Umfang der Bezugsmengen, die sie an Endverbraucherinnen und -verbraucher mit einem Jahresverbrauch von mehr als 20 GWh liefern. Ferner haben die Elektrizitätsversorgungsunternehmen auch einen Durchleitungsanspruch im Umfang des Prozentanteils, den sie an (andere) durchleitungsberechtigte Versorgungsunternehmen liefern. In den folgenden Jahren wird der Umfang der Zulassung der Verteilunternehmen (und damit die Marktöffnungsquote) schrittweise erhöht, so dass sechs Jahre nach Inkrafttreten des Gesetzes auch die Versorgungsunternehmen einen unbeschränkten Anspruch auf Durchleitung haben.

Absatz 2 bestimmt, dass im Übertragungsnetz die Durchleitungspflicht nur soweit besteht, als dadurch nicht der Betrieb des Netzes und die Versorgungssicherheit im Inland gefährdet werden. Die Beweislast liegt bei der Netzbetreiberin. Allfällige Rechtfertigungsgründe zur Verweigerung der Durchleitung sind von der Netzbetreiberin schriftlich geltend zu machen. Eine solche Regelung ist nicht zuletzt angesichts der zentralen geografischen Stellung der Schweiz im europäischen Stromverbund nötig, damit die inländische Versorgungssicherheit nicht durch Transitlieferungen von Grenze zu Grenze beeinträchtigt wird. Diese Regelung entspricht auch der Richtlinie des Rates vom 29. Oktober 1990 über den Transit von Elektrizitätslieferungen über grosse Netze (90/547/EWG), welche in Artikel 3 Absatz 2 bestimmt, dass die Transitbedingungen die Versorgungssicherheit und die Dienstleistungsqualität nicht gefährden dürfen.

Gemäss *Absatz 3* besteht im Verteilnetz die Durchleitungspflicht nur, soweit nach Durchleitung der Elektrizität zur Belieferung der eigenen Kundinnen und Kunden der Netzbetreiberin noch Kapazität vorhanden ist. Dabei kann es sich um Elektrizität aus eigenen Produktionsanlagen (darunter fallen auch Partnerwerke oder Tochterfirmen) handeln, oder um Elektrizität, die von der Netzbetreiberin irgendwo eingekauft wird, um ihre Kundinnen und Kunden zu versorgen. Woher die Netzbetreiberin die Elektrizität zur Versorgung ihrer Kunden bezieht, spielt somit keine Rolle. Entscheidend ist vielmehr die Tatsache, dass die Netzbetreiberin zur Versorgung ihrer eigenen Kundinnen und Kunden einen Vorrang hat, bevor sie Dritten ihr Netz zur Durchleitung von Elektrizität zur Verfügung stellen muss. Selbstverständlich darf die Netzbetreiberin keine künstlichen Versorgungsbedürfnisse für eigene Kunden vortäuschen und so Konkurrentinnen mit dem Hinweis auf fehlende Kapazitäten vom Markt ausschliessen. Ein solches Verhalten würde der diskriminierungsfreien Durchleitungspflicht von Artikel 5 widersprechen und könnte bei der Eidg. Schiedskommission (Art. 13 f.) eingeklagt werden. Die Beweislast liegt wiederum bei der Netzbetreiberin, welche die Ablehnung der Durchleitung schriftlich zu begründen hat.

Nach Artikel 8 des Gesetzesentwurfes ist bezüglich des Übertragungsnetzes die Errichtung einer schweizerischen Netzgesellschaft vorgesehen. Diese Gesellschaft darf gemäss Artikel 8 Absatz 3 keine Tätigkeiten in den Bereichen Elektrizitätserzeugung und -verteilung ausüben sowie keine entsprechenden Beteiligungen besitzen

(rechtlich-organisatorisches Unbundling¹⁵). Das heisst, dass die schweizerische Netzgesellschaft gar keine Elektrizität zur Versorgung eigener Kundinnen und Kunden haben kann. Für die Errichtung einer schweizerischen Netzgesellschaft besteht aber eine Übergangsfrist von drei Jahren (Art. 26 Abs. 1). Während dieser Übergangszeit gilt für die Betreiberinnen der Übertragungsnetze noch kein rechtlich-organisatorisches Unbundling wie für die schweizerische Netzgesellschaft. Es ist ihnen somit nicht verwehrt, auch Tätigkeiten in den Bereichen Elektrizitätserzeugung und -verteilung auszuüben (sie müssen aber gemäss Art. 7 Abs. 1 für diese Bereiche getrennte Konten führen). Artikel 26 Absatz 2 bestimmt daher, dass bis zum Zeitpunkt der Gründung einer schweizerischen Netzgesellschaft Artikel 5 Absatz 3 auch für den Betrieb des Übertragungsnetzes Anwendung findet.

Nach *Absatz 4* hat der Bundesrat insbesondere die Kriterien festzulegen, wann eine Durchleitung als nichtdiskriminierend gilt. Es sollte vermieden werden, dass es zu missbräuchlichen Ausnutzungen der Monopolstellung der Netzbetreiberinnen (insbesondere auf der Stufe Verteilnetze) und zu Verdrängungspraktiken kommt. Der Zugang zu den Netzen ist nichtdiskriminierend, wenn er den durchleitungsberechtigten Konsumenten, Produzenten und Versorgungsunternehmen nach objektiven und rechtsgleichen Kriterien den Zugang zu den Elektrizitätsmärkten öffnet.

202.2 Vergütung für die Durchleitung (Art. 6)

Die in *Artikel 6* enthaltenen Grundsätze über die Vergütung sind das Korrelat zu der in Artikel 5 verankerten Pflicht zur Durchleitung von Elektrizität.

Nach *Absatz 1* hat sich die Vergütung für die Durchleitung nach den notwendigen Kosten eines effizient betriebenen Netzes zu richten. Grundsätze über die maximale Höhe der Vergütung sind erforderlich, weil die Übertragungs- und Verteilnetze auch bei einem offenen Elektrizitätsmarkt Monopolcharakter haben werden. Um Beschränkungen des freien Wettbewerbs und Missbräuche auf Grund der faktischen Monopolstellung verhindern zu können, sollen für alle Durchleitungsberechtigten die gleichen Grundsätze bezüglich der Vergütung für die Netzbenutzung gelten. Bei der Berechnung der tatsächlichen betriebsnotwendigen Kosten sind insbesondere die Kosten für Netzregulierung, Reservehaltung, Unterhalt, Erneuerung und Ausbau sowie für die angemessene Verzinsung und Amortisation des eingesetzten Kapitals zu berücksichtigen. Die Berechnung hat sich nach kostenorientierten Gesichtspunkten zu richten. Dies bedeutet insbesondere, dass bei der Berechnung der Durchleitungskosten die durchgeleiteten Energiemengen angemessen zu berücksichtigen sind. Andererseits müssen nur jene Aufwendungen entschädigt werden, die für einen effizienten Netzbetrieb auch tatsächlich nötig sind. Die Netzbetreiber sollen nicht die Möglichkeit haben, Überkapazitäten aufzubauen und die Kosten dafür auf die Durchleitungsberechtigten abzuwälzen. Die Verzinsung und Amortisation des eingesetzten Kapitals beinhaltet auch die Erwirtschaftung einer angemessenen Rendite, insbesondere zur Finanzierung der Kosten für die Erneuerung und den Ausbau der bestehenden Netze. Die in Absatz 1 enthaltene Aufzählung der zu berücksichtigenden Kosten ist nicht abschliessend. Insbesondere zählen zu den betriebsnotwendigen Kosten auch durch den kantonalen oder kommunalen Gesetzgeber vorgeschriebene Abgaben wie beispielsweise Konzessionsgebühren für die Benutzung des öffentli-

¹⁵ Selbstständige juristische Person mit eigener Organisationsstruktur

chen Grundes, Beiträge an einen kantonalen Ausgleichsfonds nach Artikel 7 Absatz 7 des Energiegesetzes oder Abgaben zur Finanzierung energiepolitischer Massnahmen wie Energieberatung usw.

Nach *Absatz 2* kann der Bundesrat für die Berechnung der in Absatz 1 festgelegten Vergütung Grundsätze (z. B. bezüglich Abschreibungsmethoden, Reservebildung für Bau und Unterhalt von Leitungen, Verzinsung usw.) erlassen. Es ist wichtig, dass hinsichtlich der Vergütung für die Netzbenutzung volle Transparenz herrscht und insbesondere auch das Verursacherprinzip zum Tragen kommt. Das heisst, dass die effektiven Kosten für die Elektrizitätsversorgung möglichst jenen Personen angerechnet werden, die sie verursachen.

Absatz 3 verankert den Grundsatz der Preissolidarität pro Netzebene. Danach sind für die Durchleitung von Elektrizität auf der gleichen Spannungsebene im Netz einer Netzbetreiberin gleiche (d. h. distanzunabhängige) Preise zu verrechnen. Aus regionalpolitischen Gründen sollen Endverbraucherinnen und -verbraucher in der gleichen Region für die Durchleitung von Elektrizität gleiche Preise bezahlen. Dadurch können die Netzkosten auf möglichst viele Endverbraucherinnen und Endverbraucher verteilt werden (zu den regionalpolitischen Auswirkungen vgl. Ziff. 136). Eine Aufspaltung in kleine und kleinste Netzabschnitte (z. B. pro Gemeinde) wäre überdies auch technisch und administrativ wenig sinnvoll.

Gemäss *Absatz 4* legen die Betreiberinnen von Elektrizitätsnetzen ein einheitliches Kostenrechnungsschema fest. Dieses Kostenrechnungsschema ist im Sinne einer Vollzugshilfe zu verstehen. Mit ihm soll die Vergütung für die Durchleitung von Elektrizität auf einfache und transparente Art und Weise berechnet werden können. Die in Artikel 6 enthaltenen Grundsätze sind mit diesem Kostenrechnungsschema umzusetzen. Die Möglichkeit, wonach die Betreiberinnen von Elektrizitätsnetzen selber ein einheitliches Kostenrechnungsschema festlegen können, entspricht den in Artikel 3 enthaltenen Prinzipien der Kooperation und Subsidiarität. Kommt keine Vereinbarung über ein Kostenrechnungsschema zustande oder entspricht sie nicht den Grundsätzen von Artikel 6, so kann der Bundesrat entsprechende Bestimmungen erlassen. Falls sich nur einzelne Netzbetreiberinnen nicht an ein den Anforderungen von Artikel 6 genügendes Kostenrechnungsschema halten sollten, kann der Bundesrat dieses Schema auch nach Artikel 3 Absatz 2 in das Ausführungsrecht übernehmen und dieses so für alle Netzbetreiberinnen als verbindlich erklären. Nach Artikel 23 Absatz 3 muss er aber vor einem solchen Schritt insbesondere die Kantone, die Elektrizitätswirtschaft und die Konsumentenorganisationen anhören.

202.3 Rechnungsführung (Art. 7)

Zur Vermeidung von Diskriminierungen, Quersubventionen und Wettbewerbsverzerrungen verlangt *Artikel 7* von Unternehmen, die in den Bereichen Erzeugung, Übertragung oder Verteilung tätig sind, eine getrennte Rechnungsführung (sog. buchhalterisches Unbundling). Diese Bestimmung gilt bis zur Gründung einer schweizerischen Netzgesellschaft (vgl. Art. 26 Abs. 1) auch für die heutigen Betreiberinnen des Übertragungsnetzes. Das buchhalterische Unbundling gilt sofort ab Inkrafttreten des Elektrizitätsmarktgesetzes, weshalb die betroffenen Elektrizitätsversorgungsunternehmen schon vorher die notwendigen Schritte in die Wege leiten sollten.

Nach *Absatz 1* müssen solche Unternehmen in ihrer Buchhaltung für die Bereiche Erzeugung, Übertragung und Verteilung sowie für ihre sonstigen Aktivitäten getrennte Konten führen. Gemäss Artikel 14 Absatz 3 der EG-Richtlinie betreffend den Elektrizitätsbinnenmarkt muss dies in derselben Weise erfolgen, wie es die betroffenen Unternehmen tun müssten, wenn die erwähnten Tätigkeiten von separaten Firmen ausgeführt würden. Die Jahresrechnungen müssen getrennte Bilanzen und Erfolgsrechnungen enthalten und sind zu veröffentlichen. Betreffend Inhalt und Mindestgliederung von Erfolgsrechnung und Bilanz wird auf die einschlägigen Bestimmungen des Schweizerischen Obligationenrechtes, insbesondere die Artikel 663 und 663a verwiesen. Entsprechend Artikel 14 Absatz 3 der EG-Richtlinie betreffend den Elektrizitätsbinnenmarkt können die Bilanzen und Erfolgsrechnungen auch in den Anhang der Jahresrechnung aufgenommen werden.

Gemäss *Absatz 2* vereinbaren die Unternehmen, die in den Bereichen Erzeugung, Übertragung oder Verteilung tätig sind, ein Reglement über die Rechnungsführung sowie Inhalt und Form der Jahresrechnungen. Soweit im Rahmen von internationalen Normen und Empfehlungen anerkannter Fachorganisationen (z. B. Fachempfehlungen zur Rechnungslegung, FER, oder International Accounting Standards, IAS) bereits Rechnungslegungsgrundsätze bestehen, die den Anforderungen des vorliegenden Gesetzes bezüglich Kostentransparenz genügen, sind diese zu berücksichtigen. Damit keine Wettbewerbsnachteile gegenüber ausländischen Elektrizitätsversorgungsunternehmen geschaffen werden, dürfen die Anforderungen über Inhalt und Form der Jahresrechnungen nicht weitergehen, als in den übrigen europäischen Ländern. Soweit notwendig, kann das Eidg. Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) entsprechend dem in Artikel 3 Absatz 2 enthaltenen Subsidiaritätsprinzip Bestimmungen über die Rechnungsführung erlassen (Art. 7 Abs. 2 letzter Satz)¹⁶. Nach Artikel 23 Absatz 3 des Entwurfes zum Elektrizitätsmarktgesetz muss das UVEK vor dem Erlass eines solchen Reglementes insbesondere die Kantone, die Elektrizitätswirtschaft und die Konsumentenorganisationen anhören.

203 Netzbetrieb

203.1 Schweizerische Netzgesellschaft (Art. 8)

Absatz 1 verlangt, dass das Übertragungsnetz auf gesamtschweizerischer Ebene von einer einzigen nationalen privatrechtlichen Gesellschaft (schweizerische Netzgesellschaft) betrieben wird. Gemäss Artikel 26 Absatz 1 des Elektrizitätsmarktgesetzes haben die heutigen Betreiberinnen von Übertragungsnetzen während einer Übergangsfrist von drei Jahren Zeit, diese Gesellschaft zu gründen. Bei den heutigen Betreiberinnen von Übertragungsnetzen handelt es sich in erster Linie um die sechs Überlandwerke Aare-Tessin AG für Elektrizität (ATEL), Nordostschweizerische Kraftwerke AG (NOK), Centralschweizerische Kraftwerke AG (CKW), SA l'Energie de l'Ouest-Suisse (EOS), Bernische Kraftwerke Energie AG (BKW) und Elektrizitäts-Gesellschaft Laufenburg AG (EGL) sowie das Elektrizitätswerk der Stadt Zürich (EWZ). Die Bezeichnung des Übertragungsnetzes soll nicht nur auf Grund der

¹⁶ Allfällige Vorschriften aus dem zur Zeit in verwaltungsinterner Vorbereitung stehenden Gesetz über die Rechnungslegung und Revision wären zu berücksichtigen (Vernehmlassung wurde Anfang 1999 durchgeführt).

Spannungsebene (in der Regel 380/220 kV), sondern auch nach dessen Funktion (Übertragung von Strom über grosse Distanzen) erfolgen. Es können somit auch Netze der unteren Spannungsebenen in die Netzgesellschaft eingebracht werden. Nicht zur Diskussion steht aus heutiger Sicht das Übertragungsnetz der SBB, welches mit 16,7-Hz-Einphasen-Wechselstrom betrieben wird (vgl. Art. 2 Abs. 2).

Die Errichtung einer schweizerischen Netzgesellschaft ist für die Verwirklichung eines echten Marktes im Elektrizitätsbereich notwendig. Die heutigen Betreiberinnen der Übertragungsnetze sind in der Regel vertikal integrierte Elektrizitätsversorgungsunternehmen, d. h. sie sind neben der Übertragung von Elektrizität auch in den Bereichen Produktion oder Verteilung tätig. In diesem Fall haben die Betreiberinnen von Übertragungsnetzen in einem geöffneten Elektrizitätsmarkt Wettbewerbsvorteile. Insbesondere hätten sie für die Durchleitung von Elektrizität zur Versorgung ihrer eigenen Kundinnen und Kunden einen prioritären Durchleitungsanspruch (vgl. Art. 5 Abs. 3). Es bestünde somit die Gefahr, dass kein richtiger Wettbewerb entstehen könnte. Mit der Errichtung einer schweizerischen Netzgesellschaft wird ferner der mit der Durchleitung verbundene administrative Aufwand verringert, und es werden klare Verantwortlichkeiten im Bereich der Übertragung geschaffen. Durchleitungsberechtigte Personen sehen sich nicht mehr mit mehreren Betreiberinnen von Übertragungsnetzen konfrontiert, sondern haben nur noch eine Ansprechpartnerin. Schliesslich ist auch sehr wichtig, dass im Falle eines Kapazitätsengpasses eine zentrale neutrale Stelle über einen allfälligen Ausbau entscheidet und nicht (wie beim Bestehen mehrerer Netzgesellschaften) die Gefahr aufkommt, dass durch einen Nichtausbau unliebsame Konkurrenten vom Hals gehalten werden.

Die Elektrizitätswirtschaft will auf freiwilliger Basis eine unabhängige private Netzkoordinationsstelle zur Koordination der Durchleitungen («Reisebüro») errichten. Diese Absicht ist zu begrüßen. Im Sinne einer kundenfreundlichen Lösung müsste sich ein durchleitungsberechtigter Endverbraucher nur noch an eine einzige Stelle wenden. Dort könnte sich der Kunde über die vorhandenen Angebote informieren und allenfalls direkt einen Durchleitungsvertrag für den Bezug der benötigten Elektrizität abschliessen. Eine solche Netzkoordinationsstelle müsste aber in der Lage sein, die technischen Voraussetzungen und Kapazitäten zu prüfen, die Preise zu ermitteln und für die betroffenen Leitungseigentümerinnen die vertraglichen Verpflichtungen einzugehen. Die Netzkoordinationsstelle hätte nach den Grundsätzen der Unabhängigkeit, Objektivität, Transparenz, Nichtdiskriminierung und Vertraulichkeit zu arbeiten. Es ist denkbar, diese Netzkoordinationsstelle auch nach Errichtung einer schweizerischen Netzgesellschaft weiterhin zu betreiben.

Gemäss *Absatz 2* kann der Bundesrat der schweizerischen Netzgesellschaft das Enteignungsrecht einräumen. Die zu gründende Netzgesellschaft muss nicht zwingend die notwendigen Infrastrukturen (insbesondere Übertragungsnetze) zu Eigentum erwerben. Denkbar ist auch, dass die schweizerische Netzgesellschaft die Übertragungsleitungen lediglich als deren Betreiberin mietet. Falls es aber erforderlich sein sollte, dass die Netzgesellschaft die notwendigen Infrastrukturen in ihr Eigentum übernimmt, kann ihr der Bundesrat das Enteignungsrecht einräumen.

Nach *Absatz 3* darf die schweizerische Netzgesellschaft keine Tätigkeiten in den Bereichen Elektrizitätserzeugung und -verteilung ausüben und sie darf auch keine Beteiligungen an Unternehmen der Elektrizitätserzeugung und -verteilung besitzen (rechtlich-organisatorisches Unbundling). Das heisst, sie darf Elektrizität weder produzieren noch verteilen. Eine derartige Trennung ist zur Vermeidung von Diskriminierungen, Quersubventionen und Wettbewerbsverzerrungen erforderlich. Da-

mit wird auch im Sinne der Anforderungen der EG-Richtlinie sichergestellt, dass zwischen der Netzgesellschaft und den Elektrizitätsversorgungsunternehmen ausser den Informationen, die für die Netzgesellschaft zur Erfüllung ihrer Aufgaben erforderlich sind, keine weiteren Informationen übermittelt werden. Soweit es allerdings betriebsnotwendige Gründe erfordern (z. B. zur Netzregulierung), sind der Bezug und die Lieferung von Elektrizität zulässig. Die Netzgesellschaft hat aber die für die Netzregulierung benötigte Elektrizität einzukaufen (z. B. bei der Betreiberin eines Speicherkraftwerkes oder an einer «Regulierbörse») und darf auch für diesen Zweck keine eigenen Kraftwerke betreiben.

203.2 Aufgaben der Netzbetreiberinnen (Art. 9)

Die in *Absatz 1* aufgelisteten Aufgaben richten sich sowohl an die Betreiberinnen von Verteilnetzen als auch an Betreiberinnen des Übertragungsnetzes (schweizerische Netzgesellschaft). Die Aufzählung ist nicht abschliessender Natur. Es handelt sich dabei um die wichtigsten Aufgaben, die auch in der EG-Richtlinie betreffend den Elektrizitätsbinnenmarkt im Kapitel IV (Betrieb des Übertragungsnetzes) und Kapitel V (Betrieb des Verteilnetzes) erwähnt werden. Im Interesse einer möglichst neutralen Stellung sind die Netzbetreiberinnen gehalten, sensible Informationen im Zusammenhang mit der Durchleitung, von denen sie bei der Ausübung ihrer Geschäftstätigkeit Kenntnis erlangen, vertraulich zu behandeln. Die Gewährleistung eines sicheren, zuverlässigen und leistungsfähigen Netzes (*Bst. a*) setzt voraus, dass eine räumliche Koordination von Um- und Ausbauten in Berücksichtigung der weiteren öffentlichen Interessen durchgeführt wird. Das in parlamentarischer Beratung stehende Bundesgesetz über die Koordination und Vereinfachung der Plangenehmigungsverfahren (vgl. Ziff. 146) sieht dazu, für Netzausbauten, die mit erheblichen Auswirkungen auf Raum und Umwelt verbunden sind, ein Sachplanverfahren nach dem Bundesgesetz vom 22. Juni 1979 über die Raumplanung (RPG; SR 700) vor.

Für den Fall, dass die Netzbetreiberinnen ihre Aufgaben nach Absatz 1 nicht erfüllen, enthält der Entwurf zum Elektrizitätsmarktgesetz keine Rechtsfolgen. Zu denken wäre allenfalls an Strafbestimmungen oder die Möglichkeit der Ersatzvornahme. Wegen den damit verbundenen Vollzugsschwierigkeiten und den ordnungspolitischen Problemen verzichtet der vorliegende Gesetzesentwurf auf entsprechende Regelungen.

Im Interesse erhöhter Transparenz und zur Erleichterung der Netzzugangsverhandlungen verpflichtet *Absatz 2* die Betreiberinnen der Elektrizitätsnetze, die festgelegten Vergütungsansätze für die Durchleitung sowie die technischen Mindestanforderungen betreffend den Anschluss von Elektrizitätserzeugungsanlagen und dergleichen zu veröffentlichen. Das Erfordernis der Transparenz wird in Artikel 16 der EG-Richtlinie im Sinne eines Grundsatzes verankert. Artikel 17 Absatz 4 der EG-Richtlinie verlangt beim geregelten Netzzugang explizit die Veröffentlichung der Tarife für die Nutzung der Übertragungs- und Verteilnetze. Artikel 7 Absatz 2 der EG-Richtlinie fordert schliesslich die Veröffentlichung der technischen Mindestanforderungen betreffend Auslegung und Betrieb des Übertragungsnetzes. Aus Gründen der Gleichbehandlung werden mit dem vorliegenden Gesetzesentwurf auch die Betreiberinnen der Verteilnetze zur Veröffentlichung der technischen Mindestanforderungen verpflichtet.

204 **Sicherstellung der Anschlüsse (Art. 10)**

Gemäss der Zielnorm des Elektrizitätsmarktgesetzes (Art. 1) soll das Gesetz nebst der Schaffung eines wettbewerbsorientierten Elektrizitätsmarktes unter anderem auch eine zuverlässige und erschwingliche Versorgung mit Elektrizität gewährleisten. *Artikel 10* umschreibt die diesbezüglichen Pflichten der Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die sie in ihrem Netzgebiet wahrnehmen müssen. Diese Pflichten sind zeitlich unbeschränkt und gelten über die in *Artikel 25* enthaltenen Übergangsfristen hinaus. Demgegenüber enthält *Artikel 28* Service public-Pflichten, die nur für die Übergangszeit bis zur vollen Marktöffnung Gültigkeit haben. *Artikel 10* (wie auch *Art. 28*) ist durch die Kantone zu vollziehen (*Art. 23 Abs. 1*), die auch entsprechende Massnahmen treffen können, um die Versorgung auf ihrem Kantonsgebiet sicherzustellen.

Nach *Absatz 1* bezeichnen die Kantone die Netzgebiete der auf ihrem Gebiet tätigen Elektrizitätsversorgungsunternehmen. Als Netzgebiet gilt grundsätzlich die räumliche Ausdehnung des Netzes einer Netzbetreiberin über ein Gebiet, in welchem Endverbraucherinnen und -verbraucher an dieses Netz angeschlossen sind. Gestützt auf die geltende Kompetenzordnung können die Kantone solche Netzgebiete bezeichnen, indem sie Bestimmungen erlassen über die Zuständigkeit von Netzbetreiberinnen zur Verteilung von Elektrizität an Endverbraucherinnen und -verbraucher auf ihrem Gebiet (vgl. die Ausführungen unter *Ziff. 15*).

Absatz 2 verankert die Anschlusspflicht. Alle Produzenten und Konsumenten von elektrischer Energie haben das Recht, an das Verteil- bzw. Übertragungsnetz angeschlossen zu werden. Der Anspruch auf Anschluss an die Elektrizitätsnetze ist die technische Voraussetzung, um den Stromkonsumenten die Elektrizität überhaupt liefern zu können (zur Versorgungspflicht fester Kunden vgl. *Art. 28 Abs. 1 Bst. a*). Bundesrechtliche sowie kantonale und kommunale Vorschriften, die den Anschluss bestimmter elektrischer Einrichtungen, beispielsweise aus sicherheitstechnischen oder energiepolitischen Gründen, verbieten oder unter eine Bewilligungspflicht stellen (z. B. Anschluss von ortsfesten Elektroheizungen), bleiben gegenüber der vorliegenden Bestimmung selbstverständlich vorbehalten.

Gemäss *Absatz 3* können die Kantone unter anderem besondere Bestimmungen über Anschlüsse ausserhalb des Siedlungsgebietes und Anschlusskosten vorsehen. Darunter fallen auch Bestimmungen über das öffentlichrechtliche Verfahren bei Streitigkeiten über die Anschlusspflicht. Diese Bestimmung ermöglicht es den Kantonen, bestimmte Ausnahmen von der Anschlusspflicht vorzusehen, beispielsweise für stark abgelegene Gebiete, wo die Anschlusskosten unverhältnismässig hoch sind und den Bewohnern der Betrieb einer Selbstversorgungsanlage wirtschaftlich zugezogen werden kann. Das Siedlungsgebiet ist in der Regel kleiner als das Netzgebiet eines Elektrizitätsversorgungsunternehmens. Unter dem Begriff Siedlungsgebiet werden die Bauzonen und die möglichen Bauzonenerweiterungen gemäss der kantonalen Richtplanung verstanden. Ferner können die Kantone auch vorsehen, dass nicht durch prohibitiv hohe Anschlusskosten der Grundsatz des diskriminierungsfreien Netzzugangs unterlaufen wird.

Absatz 4 schafft für die Kantone die Kompetenz, auf ihrem Gebiet tätige Versorgungsunternehmen dazu zu verpflichten, Stromkonsumenten auch ausserhalb ihres Netzgebietes an das Netz anzuschliessen. Es geht hier darum, sicherzustellen, dass auch in wirtschaftlich uninteressanten Gebieten (z. B. abgelegene Talschaften) die

Stromversorgung gewährleistet bleibt, und die Kantone für den Fall von «verwaisten» Gebieten entsprechende Massnahmen ergreifen können. Absatz 4 gilt nicht nur für die Übergangszeit, sondern kann auch nachher bei voller Marktöffnung zum Tragen kommen. Die Kantone können einem Versorgungsunternehmen die Anschlusspflicht ausserhalb seines Netzgebietes beispielsweise durch Verfügung auferlegen. Sie haben dabei den Grundsatz der Verhältnismässigkeit zu wahren (*Bst. a und b*). Eine solche Verpflichtung wäre verhältnismässig, wenn die Versorgung auf andere Weise nicht möglich oder wirtschaftlich nicht zumutbar ist (z. B. Selbstversorgung ist mit ausserordentlich hohen Kosten verbunden), und wenn der Anschluss für das zu verpflichtende Versorgungsunternehmen technisch und betrieblich möglich und auch wirtschaftlich tragbar ist.

205 Internationales Verhältnis

205.1 Grenzüberschreitende Durchleitung (Art. 11)

Bei *Artikel 11* geht es um die Frage der Reziprozität mit ausländischen Staaten. Grundsätzlich richtet sich die grenzüberschreitende Durchleitung von Elektrizität nach den bestehenden internationalen Verpflichtungen der Schweiz. Im Vordergrund stehen das GATT-Abkommen 1994, das Freihandelsabkommen Schweiz-EG von 1972 sowie der Vertrag über die Energiecharta von 1994. Artikel 11 sieht diesbezüglich vor, dass der Bundesrat nach ausländischem Recht organisierten Unternehmen die grenzüberschreitende Durchleitung verweigern kann, wenn kein Gegenrecht gewährt wird (Transite sind hier nicht betroffen). Diese Kompetenz des Bundesrates, den Markt in der Schweiz für bestimmte ausländische Unternehmen zu schliessen, hat einerseits präventiven Charakter, soll aber andererseits auch den Druck auf einen anderen Staat erhöhen, den rechtskonformen Zustand wieder herzustellen. Eine analoge Bestimmung findet sich auch in Artikel 23 Absatz 2 des Fernmeldegesetzes vom 30. April 1997 (FMG; SR 784.10).

Aus GATT-rechtlicher Sicht handelt es sich bei der Elektrizität um eine Ware. Daher sind für den Handel mit elektrischer Energie insbesondere die Bestimmungen des GATT 1994 relevant. Sowohl die Schweiz wie auch die EU haben ihre Zölle auf dieser Position im Rahmen der WTO auf null konsolidiert. Gemäss Artikel III (Inländerbehandlung) des GATT 1994 darf ausländischer Strom nicht ungünstiger behandelt werden als inländischer Strom. Das heisst, dass alle Reglementierungen sowohl inländischen als auch ausländischen Strom gleich behandeln müssen. Zudem darf gemäss dem Meistbegünstigungsprinzip Elektrizität aus verschiedenen Herkunftsländern nicht ungleich behandelt werden (mit der Ausnahme des Handels beispielsweise innerhalb einer Freihandelszone gemäss Art. XXIV GATT 1994). Die Anwendung der Reziprozitätsklausel könnte unter Umständen dem Meistbegünstigungsprinzip widersprechen und der Schweiz in der WTO Probleme schaffen, falls ein WTO-Mitglied die schweizerische Vorgehensweise hinterfragen möchte. Nach Artikel XI (Generelle Beseitigung mengenmässiger Beschränkungen) des GATT 1994 dürfen ferner bei der Einfuhr von Waren keine Verbote oder Beschränkungen, sei es in Form von Kontingenten oder in Form von anderen Massnahmen, erlassen oder beibehalten werden.

Die EG-Richtlinie betreffend den Elektrizitätsbinnenmarkt enthält eine Reziprozitätsregelung. Diese gilt aber nur zwischen den Mitgliedstaaten der EU, da die Beziehungen zu Drittländern nicht Regelungsgegenstand der EG-Richtlinie ist. Gemäss

EG-Vertrag verfügt die Gemeinschaft nicht über eine spezielle Kompetenz in Energiefragen. Dennoch wird sie mindestens eine teilweise Kompetenz zum Abschluss von Verträgen mit Drittstaaten beanspruchen. Sie kann sich dabei auf die ständige Praxis des Europäischen Gerichtshofes stützen, wonach die Gemeinschaft Verhandlungen mit Drittländern in einem Gebiet führen kann, das zwar nicht durch eine ausdrückliche Ermächtigung des Vertrages gedeckt wird, jedoch bereits durch Sekundärrecht im Innenbereich geregelt ist (AETR-Urteil vom 31. März 1971, Rs. 22/70, Slg. 1971, S. 263). Sodann ist die EG-Richtlinie betreffend den Elektrizitätsbinnenmarkt auf die Kompetenzen zur Verwirklichung des Binnenmarktes und zur Koordinierung der Rechts- und Verwaltungsvorschriften der Mitgliedstaaten im Bereich der Dienstleistungsfreiheit abgestützt.

Am 23. Juni 1998 wurde im Rahmen eines Arbeitsgesprächs mit dem zuständigen Generaldirektor für Energie der Europäischen Kommission und Vertretern der Bundesämter für Aussenwirtschaft, Wasserwirtschaft und Energie unter anderem auch die Frage der Reziprozität innerhalb der EU und gegenüber der Schweiz erörtert. In den seither laufenden bilateralen Expertengesprächen werden die Möglichkeiten einer Lösung für die Fragen des grenzüberschreitenden Stromhandels abgeklärt.

205.2 Internationale Vereinbarungen (Art. 12)

Artikel 12 will der zunehmenden internationalen Bedeutung des Elektrizitätssektors Rechnung tragen. Eine analoge Bestimmung enthält bereits Artikel 64 des Fernmeldegesetzes.

Absatz 1 ermächtigt den Bundesrat, für grenzüberschreitende Tatbestände im Anwendungsbereich dieses Gesetzes internationale Abkommen abzuschliessen. Damit wird das Parlament von der Genehmigung jedes einzelnen neuen Abkommens entlastet.

Die Kompetenz für Abkommen administrativen und technischen Inhalts kann der Bundesrat nach *Absatz 2* an das Bundesamt für Energie delegieren. Dies entspricht der bestehenden Praxis für den Abschluss von internationalen Verträgen (vgl. VPB 51 1987 S. 400).

206 Schiedskommission

206.1 Wahl, Zusammensetzung und Organisation (Art. 13)

Mit dem Elektrizitätsmarktgesetz wird neu eine Eidgenössische Schiedskommission (Kommission) geschaffen. Gemäss *Absatz 1* wählt der Bundesrat deren Mitglieder und ernennt das Präsidium. Er achtet auf eine paritätische Zusammensetzung. Es sollen insbesondere nicht nur Sachverständige mit Erfahrung im Zusammenhang mit der Produktion, Übertragung und Verteilung von Elektrizität, sondern auch solche mit Erfahrung im Umfeld der Konsumentinnen und Konsumenten berücksichtigt werden. Die Unabhängigkeit der Sachverständigen soll sicherstellen, dass fachliche und sachliche Kriterien bei der Tätigkeit der Kommissionsmitglieder im Vordergrund stehen.

Absatz 2 stipuliert, dass die Eidg. Schiedskommission von den Verwaltungsbehörden unabhängig sein muss. Administrativ soll sie dem UVEK zugeordnet sein. Der

institutionelle Rahmen der Schiedskommission ist, soweit sich dies aus sachlichen Gründen rechtfertigen lässt, weitgehend dem Modell der Wettbewerbskommission (Art. 18 ff. Kartellgesetz) angeglichen. Die Zuordnung der Schiedskommission zum UVEK hat lediglich administrative Bedeutung und keine Auswirkung auf die Entscheidfindungs- und Weisungsunabhängigkeit der Kommission.

Gemäss *Absatz 3* verfügt die Kommission über ein eigenes Sekretariat, das für die Vorbereitung der Entscheide der Kommission und zur Erledigung des administrativen Tagesgeschäfts zuständig ist und gleichzeitig auch als permanente Ansprechstelle dienen soll. Denkbar wäre, das Sekretariat organisatorisch im Generalsekretariat des UVEK oder im BFE anzusiedeln. Das Dienstverhältnis des Personals des Sekretariats richtet sich in Anlehnung an die Regelung beim Sekretariat der Wettbewerbskommission nach der Personalgesetzgebung des Bundes. Bezüglich der Bestellung des Sekretariats und der Erhebung von Gebühren gelten insbesondere die Artikel 11 und 26 der Verordnung vom 3. Februar 1993 über Organisation und Verfahren eidgenössischer Rekurs- und Schiedskommissionen (SR 173.31).

Der Bundesrat übt die administrative Aufsicht über die Geschäftsführung der Kommission aus. Im Rahmen dieser Aufsicht genehmigt er nach *Absatz 4* ihr Organisations- und Geschäftsführungsreglement und nimmt Kenntnis vom jährlichen Tätigkeitsbericht (Art. 14 Abs. 4).

206.2 Aufgaben (Art. 14)

Absatz 1 teilt der Schiedskommission als einzige Aufgabe die Entscheidungen über Streitigkeiten im Zusammenhang mit der Durchleitungspflicht und Vergütung (Art. 5 und 6) zu. Die Kommission hat somit in Streitfällen auf Grund einer entsprechenden Beschwerde beispielsweise darüber zu entscheiden, ob die Betreiberin eines Übertragungs- oder Verteilnetzes zu Recht eine Durchleitung von Elektrizität mit der Begründung der fehlenden Kapazität abgelehnt hat (Art. 5 Abs. 3). Ferner könnte auch die Frage der Durchleitungsberechtigung einer bestimmten Person streitig sein, die Elektrizität transportieren möchte (Art. 5 Abs. 1 Bst. a–c). Ebenfalls in den Zuständigkeitsbereich der Schiedskommission fallen Streitigkeiten über die Höhe der Vergütung für die Durchleitung (Art. 6). Damit die Marktöffnung insbesondere bei Inkrafttreten des Gesetzes nicht unnötig durch hängige Verfahren über die Frage der Durchleitungsberechtigung oder die Höhe der Durchleitungsentschädigung verzögert wird, hat die Schiedskommission die Kompetenz, die (strittige) Durchleitung sowie Vergütung vorsorglich (d. h. vor Erlass des materiellen Entscheides und Vorliegen eines rechtskräftigen Urteils) festzulegen. Nach Artikel 13 der Verordnung vom 3. Februar 1993 über Organisation und Verfahren eidgenössischer Rekurs- und Schiedskommissionen (SR 173.31) muss die Schiedskommission ihre Entscheide veröffentlichen. Nicht in den Aufgabenbereich der Kommission fallen Streitigkeiten aus den Durchleitungsverträgen an sich (z. B. Nichtbezahlen der vereinbarten Vergütung). Solche Streitigkeiten werden durch die Zivilgerichte beurteilt (Art. 16 Abs. 4).

Gemäss *Absatz 2* ist die Kommission in der Erfüllung ihrer Aufgaben nicht an Weisungen von Bundesrat und Departement gebunden. Soweit Fragen des Preismissbrauchs zu beurteilen sind, ist die Schiedskommission nach *Absatz 3* verpflichtet, die Preisüberwachung zu einer Stellungnahme einzuladen. Diese beurteilt zu Handen der Schiedskommission den vorgelegten Sachverhalt auf Grund der Bestim-

mungen des Preisüberwachungsgesetzes. Die Schiedskommission hat sich in ihren Entscheiden auf das Gutachten der Preisüberwachung abzustützen. Im Übrigen hat die Kommission die Wettbewerbskommission und die Preisüberwachung laufend über die bei ihr hängigen Verfahren zu informieren.

Nach *Absatz 4* hat die Kommission dem Bundesrat jährlich einen Tätigkeitsbericht zu erstatten. Der Bundesrat nimmt von diesem Bericht im Rahmen seiner administrativen Aufsicht über die Geschäftsführung der Kommission Kenntnis.

207 Preisüberwachung und Rechtsschutz

207.1 Preisüberwachung (Art. 15)

Nach geltendem Recht werden die Preise des grössten Teils der Elektrizitätsunternehmen der Schweiz gestützt auf kantonale und kommunale Vorschriften von einer politischen Behörde festgelegt bzw. genehmigt. Mit der vorliegenden Bestimmung wird vorgeschlagen, die Kompetenzen des Preisüberwachers auch bezüglich behördlich festgelegter oder genehmigter Strompreise zu stärken.

Absatz 1 verpflichtet legislative oder exekutive Behörden des Bundes, der Kantone oder Gemeinden, vor der Festsetzung oder Genehmigung eines Preises oder einer Preiserhöhung für Elektrizität den Preisüberwacher anzuhören. Die Formulierung lehnt sich an Artikel 14 Absatz 1 Satz 1 des Preisüberwachungsgesetzes an. Es geht im vorliegenden Fall um die Überwachung der Preise für das Gut Elektrizität (Energie) und nicht um dessen Transport. Diesbezügliche Streitigkeiten sind nach Artikel 14 Absatz 1 des Elektrizitätsmarktgesetzes von der Schiedskommission zu entscheiden.

Gemäss *Absatz 2* prüft der Preisüberwacher, ob Anhaltspunkte für eine missbräuchliche Preiserhöhung oder -beibehaltung bestehen. Er hat dabei allfällige übergeordnete öffentliche Interessen zu berücksichtigen. Als solche übergeordnete Interessen öffentlicher Art fallen zum Beispiel Anliegen der Wirtschaftspolitik oder des Umweltschutzes (inkl. Programme zur rationellen Stromverwendung und zur Förderung der erneuerbaren Energien) in Betracht. Der Preisüberwacher muss die Gesamtzusammenhänge beachten. Stellt der Preisüberwacher einen Missbrauch fest, trifft er Massnahmen nach Artikel 9 bis 11 des Preisüberwachungsgesetzes. Das heisst, er hat zuerst mit den Betroffenen eine einvernehmliche Regelung anzustreben. Kommt keine solche einvernehmliche Regelung zustande, untersagt der Preisüberwacher die Preiserhöhung ganz oder teilweise, oder er verfügt bei missbräuchlichen Beibehaltungen von Strompreisen eine Preissenkung. Die einvernehmliche Regelung oder der Entscheid sind in ihrer Gültigkeit zu befristen. Der Preisüberwacher kann gegen alle missbräuchlichen Erhöhungen oder Beibehaltungen von Strompreisen die gleichen Massnahmen treffen, ungeachtet der Tatsache, ob die Preise durch eine Behörde festgelegt bzw. genehmigt werden oder nicht.

207.2 Rechtsschutz (Art. 16)

Absatz 1 sieht vor, dass Verfügungen der Kommission beim Bundesgericht angefochten werden können. Dies entspricht Artikel 98 Buchstabe e des Bundesgesetzes vom 16. Dezember 1943 über die Organisation der Bundesrechtspflege (OG; SR

173.110), der gegen Entscheide von Schiedskommissionen direkt die Verwaltungsgerichtsbeschwerde an das Bundesgericht vorsieht, sofern nicht eine andere vorgängige Beschwerdemöglichkeit besteht. Nach dem Fernmeldegesetz vom 30. April 1997 (FMG; SR 784.10) können die Schiedsentscheide und Verfügungen der Kommunikationskommission ebenfalls direkt beim Bundesgericht mit Verwaltungsgerichtsbeschwerde angefochten werden (Art. 11 Abs. 4 und 61 Abs. 1 FMG).

Nach *Absatz 2* kann gegen Verfügungen des UVEK, des BFE und letzter kantonalen Instanzen bei der Rekurskommission des UVEK Beschwerde erhoben werden. Die Schaffung einer solchen Behörde ist im Rahmen des geplanten Bundesgesetzes über die Koordination und Vereinfachung der Entscheidverfahren (BB1 1998 III 2591) vorgesehen. Letztinstanzliche kantonale Verfügungen sind im Bereich des Service public (Art. 10 und 28) möglich. Verfügungen des UVEK bzw. des BFE sind für den Fall denkbar, wenn der Bundesrat für die Errichtung einer nationalen Netzgesellschaft sorgen müsste (Art. 26 Abs. 1).

Absatz 3 gilt insbesondere für das Verfahren vor der Schiedskommission. Da es sich bei den Durchleitungsverträgen um privatrechtliche Verträge handelt, sind entsprechende Streitigkeiten aus diesen Verträgen nach *Absatz 4* durch die Zivilgerichte zu beurteilen.

208 Auskunftspflicht, Datenschutz und Gebühren

208.1 Auskunftspflicht (Art. 17)

Der Auskunftspflicht nach *Absatz 1* unterliegen Unternehmen, die in den Bereichen Erzeugung, Übertragung oder Verteilung tätig sind. Die Bundesbehörden und kantonalen Behörden sind für die Vorbereitung von Ausführungserlassen sowie für den Vollzug des Gesetzes auf entsprechende Informationen angewiesen. Die Auskunftspflicht besteht auch gegenüber der Schiedskommission (Bundesbehörde), die sich im Rahmen ihrer Tätigkeit unter Umständen Informationen ausserhalb konkreter Beschwerdeverfahren beschaffen muss. Es können ferner weitere Daten eingefordert werden, die zur Erstellung von Statistiken für die Beurteilung der Zielerreichung im Rahmen des Zweckartikels dieses Gesetzes notwendig sind. Bei diesen statistischen Angaben handelt es sich nicht um Personendaten im Sinne des Bundesgesetzes vom 19. Juni 1992 über den Datenschutz (DSG; SR 235.1). Ohne eine gesetzlich verankerte Auskunftspflicht liessen sich die entsprechenden Angaben nur lückenhaft beschaffen.

Falls erforderlich, sind den erwähnten Stellen nach *Absatz 2* die notwendigen Unterlagen zur Verfügung zu stellen, und es ist ihnen – analog zu Artikel 19 Absatz 1 des Bundesgesetzes vom 6. Oktober 1995 über die technischen Handelshemmnisse (THG; SR 943.01) – während der üblichen Arbeitszeit der Zutritt zu den Anlagen zu ermöglichen. Soweit die Betroffenen allerdings ihrer Auskunftspflicht nach Absatz 1 ordnungsgemäss nachkommen und die entsprechenden Informationen als glaubhaft erscheinen, sind die Behörden gehalten, vom Einsichts- und Zutrittsrecht zurückhaltend Gebrauch zu machen.

208.2 Bearbeitung von Personendaten (Art. 18)

Gemäss Artikel 17 Absatz 2 und 19 Absatz 1 des Datenschutzgesetzes ist für die regelmässige Bearbeitung besonders schützenswerter Personendaten durch ein Bundesorgan eine ausdrückliche Regelung in einem formellen Gesetz nötig. Weil Artikel 22 des Elektrizitätsmarktgesetzes das BFE zur selbstständigen Durchführung strafrechtlicher Verfolgungen ermächtigt, braucht es die in der vorliegenden Bestimmung enthaltene Rechtsgrundlage. Es ist nicht vorgesehen, dass die Daten durch ein Abrufverfahren («online») bekanntgegeben werden. In diesem Falle müsste dies nach Artikel 19 Absatz 3 des Datenschutzgesetzes in der Rechtsgrundlage ausdrücklich vorgesehen werden. Zu den besonders schützenswerten Personendaten gehören gemäss Artikel 3 Buchstabe c Ziffer 4 des Datenschutzgesetzes Daten über administrative oder strafrechtliche Verfolgungen und Sanktionen. Unter Bearbeiten von Daten versteht das Datenschutzgesetz insbesondere das Beschaffen, Aufbewahren, Verwenden, Umarbeiten, Bekanntgeben oder Vernichten. Das BFE kann die Daten nach *Absatz 2* auch elektronisch aufbewahren.

208.3 Amts- und Geschäftsgeheimnis (Art. 19)

Dem Amtsgeheimnis nach *Absatz 1* unterstehen alle Vollzugsbehörden sowie allfällige Experten, Kommissionsmitglieder und Mitglieder von Fachausschüssen, die mit dem Vollzug des Elektrizitätsmarktgesetzes, der Vorbereitung von Ausführungsbestimmungen oder der Durchführung entsprechender Untersuchungen (z. B. Evaluationen) betraut sind. Unter die Schweigepflicht fallen nicht allein die verwaltungsinternen Vollzugsorgane, sondern auch alle Personen ausserhalb der Verwaltung, denen Vollzugsaufgaben übertragen werden (vgl. Art. 23 Abs. 5). Die Pflicht gilt für Beamte und Behörden des Bundes, der Kantone und Gemeinden in gleicher Weise. Verletzungen des Amtsgeheimnisses werden nach Artikel 320 des Schweizerischen Strafgesetzbuches geahndet.

Nach *Absatz 2* dürfen die Behörden Informationen, die das Fabrikationsgeheimnis berühren, selbst dann nicht weitergeben, wenn dies aus Gründen des öffentlichen Interesses erforderlich wäre. Bevor die Behörden Dritten Auskünfte erteilen, müssen sie die Betroffenen anhören; diese erhalten dadurch Gelegenheit, ihre Interessen an der Geheimhaltung geltend zu machen.

208.4 Gebühren (Art. 20)

Nach *Artikel 20* werden für Aufsicht, Kontrollen und besondere Dienstleistungen des Bundes im Zusammenhang mit dem Vollzug des Elektrizitätsmarktgesetzes Gebühren erhoben. Die Höhe der Gebühren soll nicht im Gesetz selbst festgelegt werden; die Kompetenz hierzu wird ausdrücklich an den Bundesrat delegiert. Die Gebühren müssen kostendeckend im Sinne einer betriebswirtschaftlichen Rechnung sein. Massgebend für die Gebührenrechnung ist demnach der Aufwand. Die Kantone sind frei, für ihre Vollzugsaufwendungen ebenfalls Gebühren zu erheben.

209 Strafbestimmungen

209.1 Übertretungen (Art. 21)

Gemäss *Absatz 1* ist die vorsätzliche Begehung der hier aufgezählten Delikte strafbar. Dieser Absatz zählt die strafbaren Übertretungen von Vorschriften des Elektrizitätsmarktgesetzes abschliessend auf. Verstösse, die nicht in Absatz 1 erwähnt sind, bleiben straflos. Ebenfalls nicht strafbar im Sinne dieser Bestimmung ist, wer gegen privatrechtliche Vereinbarungen gemäss Artikel 3 des Elektrizitätsmarktgesetzes verstösst. Da gestützt auf das Elektrizitätsmarktgesetz einige Ausführungsvorschriften erforderlich sind und Verstösse gegen diese Vorschriften ebenfalls als Übertretungen bestraft werden sollen, ist nach Buchstabe b von Absatz 1 auch diejenige Person strafbar, die gegen eine unter Strafe gestellte Ausführungsvorschrift verstösst.

Für die Busse ist ein Maximalbetrag von 100 000 Franken vorgesehen. Dieser hohe Betrag fällt nur bei ausserordentlichen schweren Übertretungen in Betracht. Auch im Sinne der Prävention ist der Betrag gerechtfertigt; Übertretungen sollen sich nicht lohnen.

Nach *Absatz 2* ist die fahrlässige Begehung der in Absatz 1 aufgezählten Tatbestände ebenfalls strafbar. Die Strafe beträgt Busse bis zu 50 000 Franken.

Versuch ist gestützt auf Artikel 104 Absatz 1 des Schweizerischen Strafgesetzbuches straflos, da das Elektrizitätsmarktgesetz diese Form der Tatbegehung nicht für strafbar erklärt. Anstiftung und Helferschaft sind dagegen nach Artikel 5 des Bundesgesetzes vom 22. März 1974 über das Verwaltungsstrafrecht (VStR; SR 313.0) strafbar.

209.2 Zuständigkeit (Art. 22)

Gemäss *Artikel 22* richtet sich die Verfolgung und Beurteilung von Widerhandlungen gegen das Elektrizitätsmarktgesetz nach dem Verwaltungsstrafrechtsgesetz. Damit sind insbesondere auch die Artikel 6 und 7 des Verwaltungsstrafrechtsgesetzes anwendbar. Diese Bestimmungen enthalten Strafnormen im Zusammenhang mit Widerhandlungen in Geschäftsbetrieben durch beauftragte und vergleichbare Personen. Danach unterstehen Arbeitgeber oder Auftraggeber denselben Strafbestimmungen, die auch für die Arbeitnehmer oder Beauftragten gelten. Unter gewissen Voraussetzungen kann auf umfangreiche Untersuchungsmassnahmen verzichtet und anstelle einer natürlichen Person die betroffene Firma zur Bezahlung der Busse verurteilt werden. Zuständige Strafverfolgungs- und -beurteilungsbehörde ist das Bundesamt für Energie.

210 Schlussbestimmungen

210.1 Vollzug (Art. 23)

Nach *Absatz 1* haben die Kantone die Artikel über die Sicherstellung der Anschlüsse sowie die Preise für feste Kundinnen und Kunden zu vollziehen (Art. 10 und 28). Es handelt sich hierbei um Bereiche, in denen bereits nach dem geltenden Recht in verschiedenen Kantonen kantonale und kommunale Vorschriften bestehen und von den

dort zuständigen Behörden vollzogen werden. Alle Kantone haben eine Energiefachstelle eingerichtet; sie sind aber frei, auch eine andere Amtsstelle mit dem Vollzug dieser Bestimmungen zu beauftragen.

Gemäss *Absatz 2* vollzieht der Bundesrat mit Ausnahme der Artikel 10 und 28 das Elektrizitätsmarktgesetz. Er erlässt die zum Vollzug erforderlichen Ausführungsbestimmungen, soweit damit nicht andere Bundesbehörden beauftragt sind. Zu den Ausführungsvorschriften gehören:

- Ausführungsbestimmungen, welche die gesetzlichen Verpflichtungen konkretisieren;
- Bestimmungen über die Organisation des Vollzugs, soweit der Bund dafür zuständig ist.

Absatz 3 verpflichtet Bundesrat und Departement, vor dem Erlass von Ausführungsvorschriften ein Vernehmlassungsverfahren insbesondere bei den Kantonen und direkt betroffenen Organisationen durchzuführen. Von Bedeutung ist diese Anhörungspflicht vor allem dort, wo das Elektrizitätsmarktgesetz Bundesrat oder Departement ausdrücklich ermächtigt, gesetzergänzende Bestimmungen zu erlassen (Bsp.: Art. 6 Abs. 2 und 4; Art. 7 Abs. 2; usw.).

Nach *Absatz 4* kann der Bundesrat den Erlass von Bestimmungen untergeordneter Bedeutung an das Bundesamt für Energie delegieren. Die Delegation von Rechtssetzungsbefugnissen auf die Stufe Bundesamt bedarf einer ausdrücklichen Rechtsgrundlage in einem formellen Gesetz. Eine analoge Bestimmung enthält das Fernmeldegesetz vom 30. April 1997 (FMG; SR 784.10) in Artikel 62 Absatz 2.

In Konkretisierung des in Artikel 3 enthaltenen Zusammenarbeitsprinzips ermächtigt *Absatz 5* den Bundesrat, private Organisationen zum Vollzug beizuziehen. In diesen Fällen ist ein Leistungsauftrag zu erteilen. Die Bundesbehörden bleiben aber auch beim Beizug privater Organisationen für den Vollzug verantwortlich; die Aufsichtskompetenz kann nicht an Dritte übertragen werden.

210.2 Änderung bisherigen Rechts (Art. 24)

Die in Artikel 8 Absätze 1 und 2 des Wasserrechtsgesetzes vom 22. Dezember 1916 (WRG; SR 721.80) und in Artikel 4 Absatz 1 Buchstabe d des Atomgesetzes vom 23. Dezember 1959 (AtG; SR 732.0) enthaltenen Bewilligungspflichten für die Stromausfuhr sind heute überholt. Nachdem mit dem Bundesbeschluss vom 18. Dezember 1998 über eine neue Bundesverfassung (BB1 1999 I 162) die notwendigen verfassungsrechtlichen Korrekturen vorgenommen wurden, können die entsprechenden Ausführungsvorschriften auf Gesetzesstufe aufgehoben werden (vgl. Ziff. 148). Weiterhin beibehalten wird allerdings die ebenfalls in Artikel 8 des Wasserrechtsgesetzes festgelegte Bewilligungspflicht für die Ableitung von Wasser ins Ausland.

Artikel 19 des Bundesgesetzes vom 24. Juni 1902 betreffend die elektrischen Schwach- und Starkstromanlagen (EleG; SR 734.0) sieht vor, dass der Bundesrat auf die ordentliche Amtsdauer eine Kommission für elektrische Anlagen von sieben Mitgliedern wählt. Die Kommission hat insbesondere die vom Bundesrat zu erlassenden Vorschriften für die Erstellung und Instandhaltung der elektrischen Anlagen zu begutachten. Die Errichtung dieser Kommission erfolgte mit dem Inkrafttreten

des Gesetzes im Jahre 1902. Für die Vorbereitung und den Vollzug der Elektrizitätsgesetzgebung unter den heutigen Umständen ist diese Kommission nicht mehr nötig. Die Kommissionsmitglieder wurden zur Frage der Aufhebung konsultiert. Sie sind mit der Auflösung der Kommission einverstanden. Konsequenterweise muss auch Artikel 17 Absatz 2 Satz 2 des Elektrizitätsgesetzes entsprechend angepasst werden.

Artikel 43 Absatz 2 des Elektrizitätsgesetzes enthält die Kompetenz zur Erteilung des Expropriationsrechts zur Fortleitung elektrischer Energie über bestehende Anlagen sowie zur teilweisen oder gänzlichen Ersetzung einer bestehenden durch eine leistungsfähigere Anlage. Da mit Artikel 5 des Entwurfs zum Elektrizitätsmarktgesetz der geregelte Netzzugang auf Vertragsbasis (Regulated Third Party Access) vorgeschlagen wird, kommt dem Expropriationsrecht zur Fortleitung elektrischer Energie über bestehende Anlagen keine Bedeutung mehr zu. Der entsprechende Passus in Artikel 43 Absatz 2 des Elektrizitätsgesetzes kann daher gestrichen werden.

Mit der vom Bundesrat am 25. Februar 1998 verabschiedeten Botschaft zum Bundesgesetz über die Koordination und Vereinfachung der Plangenehmigungsverfahren (BB1 1998 III 2591) werden unter anderem verschiedene Bestimmungen des Elektrizitätsgesetzes formell umgestellt. Mit dem Inkrafttreten dieses Bundesgesetzes ist allenfalls Artikel 24 des Elektrizitätsmarktgesetzes anzupassen.

210.3 Marktköfnungsstufen (Art. 25)

Absatz 1 Buchstabe a setzt den Schwellenwert für durchleitungsberechtigte Endverbraucherinnen und -verbraucher bei Inkrafttreten des Gesetzes auf 20 GWh Jahresverbrauch (rund 110 Unternehmungen in der Schweiz) fest. Der Jahresverbrauch bemisst sich je Verbrauchsstätte einschliesslich der Eigenerzeugung (vgl. Art. 19 Ziff. 1 Abs. 2 EG-Richtlinie betr. Elektrizitätsbinnenmarkt). Als Verbrauchsstätte gelten Standorte von Endverbraucherinnen und -verbrauchern mit einem tatsächlichen eigenen Energieverbrauch (kein Einkauf für Dritte). Ein solcher Standort muss eine wirtschaftliche und örtliche Einheit bilden. Eine wirtschaftliche Einheit liegt vor bei einem Unternehmen mit rechtlich organisatorisch eigenständigen Strukturen (eigene Rechtspersönlichkeit). Ein loser Zusammenschluss verschiedener Unternehmen zum Zwecke des Einkaufs von Elektrizität (Bündelkunden) genügt nicht. Das Kriterium der örtlichen Einheit verlangt, dass die zu einer Verbrauchsstätte gehörenden Gebäude und Anlagen in räumlicher Nachbarschaft liegen. Darunter fallen auch Industriekomplexe, die auf einem grösseren Areal verteilt sind (nicht aber beispielsweise verschiedene Filialen eines Grossverteilers auf demselben Gemeinde- oder Stadtgebiet). Einen Sonderfall bilden die SBB, Privatbahnen und allenfalls Verkehrsbetriebe, deren Bahnstromnetze in der Regel nicht örtlich beschränkt sind. Soweit diese Verkehrsunternehmungen Elektrizität für den Betrieb ihrer Netze beziehen wollen, bemisst sich der Jahresverbrauch (Schwellenwert) gemäss dem Verbrauch im ganzen (regionalen oder gesamtschweizerischen) Netz. Hinsichtlich der Belieferung von einzelnen (örtlich klar bestimmbar) Verbrauchsstätten solcher Unternehmungen (z. B. Bahnhöfe), berechnet sich aber der erforderliche Schwellenwert für den Durchleitungsanspruch entsprechend dem Jahresverbrauch an diesem Standort.

Gemäss *Absatz 1 Buchstabe b* besteht für Elektrizitätsversorgungsunternehmen bereits im Zeitpunkt des Inkrafttretens des Gesetzes der eigenständige Anspruch auf

Durchleitung im Umfang von 10 Prozent des direkten Jahresabsatzes an feste Kundinnen und Kunden (*Ziff. 1*). Unter Absatz an feste Kundinnen und Kunden wird die unmittelbare Lieferung von Elektrizität über das eigene Netz an nicht marktzutrittsberechtigte Endverbraucher verstanden. Für die Elektrizitätsversorgungsunternehmen besteht kein rechtlicher Zwang, allfällige daraus resultierende Preissenkungen an die festen Kundinnen und Kunden weiterzugeben. Dennoch dürften die meisten Versorgungsunternehmen um eine Weitergabe nicht umhin kommen, da sie andernfalls Gefahr laufen, ihre festen Kundinnen und Kunden mit deren Marktzutrittsberechtigung zu verlieren. Ferner haben die Elektrizitätsversorgungsunternehmen ebenfalls ab Inkrafttreten des Gesetzes einen Durchleitungsanspruch im Umfang der Bezugsmengen, die sie an durchleitungsberechtigte Endverbraucherinnen und -verbraucher sowie an durchleitungsberechtigte Elektrizitätsversorgungsunternehmen direkt oder indirekt liefern (*Ziff. 2*). Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die in ihrem Netzgebiet zugelassene Kunden haben, muss die Möglichkeit eingeräumt werden, sich im Umfange dieser Bezugsmengen auf dem Markt eindecken zu können, damit sie ihren bisherigen Kunden, die zu einem günstigeren Lieferanten wechseln wollen, eine entsprechende Konkurrenzofferte unterbreiten können. Auch müssen die Elektrizitätsversorgungsunternehmen die Möglichkeit haben, den Strom, den sie selber bisher für zugelassene Kunden produziert haben, am Markt abzusetzen. Die Elektrizitätsversorgungsunternehmen können nach Artikel 29 Absatz 1 Buchstabe a Elektrizitätsbezugsverträge mit ihren Vorlieferanten im Umfang der Bezugsmengen ihrer zugelassenen Kunden anpassen. Schliesslich können die Elektrizitätsversorgungsunternehmen auch die Überschussenergie, die sie nach Artikel 7 des Energiegesetzes von unabhängigen Produzenten übernehmen müssen (vgl. dazu *Ziff. 144.2*), direkt am freien Markt absetzen (*Ziff. 3*).

Nach *Absatz 2 Buchstabe a* wird der massgebende Jahresverbrauchswert für Endverbraucherinnen und -verbraucher drei Jahre nach Inkrafttreten des Gesetzes auf 10 GWh gesenkt. Gemäss *Absatz 2 Buchstabe b* erhöht sich gleichzeitig der massgebende Anteil des direkten Jahresabsatzes von Elektrizitätsversorgungsunternehmen an feste Kundinnen und Kunden auf 20 Prozent.

Gemäss *Absatz 3* wird sechs Jahre nach Inkrafttreten des Gesetzes der Elektrizitätsmarkt vollständig geöffnet sein. Damit werden zu diesem Zeitpunkt alle Stromkonsumenten und Elektrizitätsversorgungsunternehmen unbeschränkten Netzzugang haben. Die EG-Richtlinie betreffend den Elektrizitätsbinnenmarkt verlangt keine vollständige Öffnung. Allerdings ist die erste Marktöffnungsstufe gemäss Elektrizitätsmarktgesetz im Vergleich zur EG-Richtlinie und zu einzelnen Mitgliedländern der EU nicht ganz so hoch. Bei Inkrafttreten des Gesetzes beträgt die Marktöffnungsquote rund 21 Prozent (EG-Richtlinie im Jahre 2001: 29%). Drei Jahre nach Inkrafttreten des Gesetzes erhöht sich die Marktöffnungsquote in der Schweiz mit 34 Prozent auf das europäische Niveau (EG-Richtlinie im Jahre 2004: 33%). Sechs Jahre nach Inkrafttreten des Gesetzes wird der Markt bereits vollständig geöffnet sein. Nach der EG-Richtlinie sind die Marktöffnungsquoten ab dem Jahre 2007 noch offen. Die EU wird im Jahre 2006 eine weitere Öffnung prüfen. Bei den von der EG-Richtlinie betreffend den Elektrizitätsbinnenmarkt vorgegebenen Öffnungsquoten handelt es sich um Minimalsätze. Die einzelnen Mitgliedstaaten können ihren Strommarkt selbstverständlich weiter öffnen. Der Strommarkt war EU-weit bereits im Februar 1999 de jure zu mehr als 60 Prozent liberalisiert (in Deutschland bereitete der Vollzug der vollständigen Marktöffnung zu Beginn gewisse technische und rechtliche Probleme). Mit der anfänglich etwas langsameren Öffnung des

Strommarktes in der Schweiz sollen insbesondere nicht amortisierbare Investitionen möglichst verhindert werden.

210.4 Gründung der schweizerischen Netzgesellschaft (Art. 26)

Absatz 1 verpflichtet die Betreiberinnen von Übertragungsnetzen bis spätestens drei Jahre nach Inkrafttreten des Elektrizitätsmarktgesetzes eine nationale privatrechtliche Netzgesellschaft für den Betrieb eines gesamtschweizerischen Übertragungsnetzes (schweizerische Netzgesellschaft) zu gründen. Die Wahl der Rechtsform für die schweizerische Netzgesellschaft ist den Betreiberinnen von Übertragungsnetzen überlassen. Im Vordergrund steht die Gründung einer Aktiengesellschaft, wobei eine möglichst grosse Unabhängigkeit dieser Gesellschaft von den übrigen Marktakteuren anzustreben ist. Absatz 1 verlangt die Errichtung einer einzigen gesamtschweizerischen Netzgesellschaft, welche auch über die betriebliche Unabhängigkeit zur Führung einer eigenen Geschäftspolitik verfügt. Mit der Errichtung mehrerer Netzgesellschaften würden die Betroffenen ihrer Verpflichtung aus der vorliegenden Bestimmung nicht nachkommen. Aufgabe der schweizerischen Netzgesellschaft ist der Betrieb eines gesamtschweizerischen (nationalen) Übertragungsnetzes.

Wird die schweizerische Netzgesellschaft nicht fristgerecht gegründet, sorgt der Bundesrat für ihre Errichtung (*Abs. 1 Satz 2*). Die Bestimmung ist als ultima ratio zu verstehen und basiert auf dem in Artikel 3 Absatz 2 enthaltenen Subsidiaritätsprinzip. Nur wenn sich die heutigen Betreiberinnen von Übertragungsnetzen nicht einigen können, wird der Bundesrat aktiv. Er könnte beispielsweise nach Durchführung einer Ausschreibung eine schweizerische Netzgesellschaft bezeichnen und diese mit dem Betrieb des nationalen Übertragungsnetzes beauftragen. Er hätte dazu die Voraussetzungen für die Beteiligung an der Ausschreibung, das Verfahren und den Rechtsschutz zu regeln. Nach Artikel 23 Absatz 3 muss der Bundesrat vor dem Erlass entsprechender Bestimmungen insbesondere die Kantone, die Elektrizitätswirtschaft und die Konsumentenorganisationen anhören (zur Frage der Einschränkung von verfassungsmässigen Grundrechten vgl. Ziff. 613).

Während der Übergangsfrist von Absatz 1 bis zur Gründung einer schweizerischen Netzgesellschaft besteht kein rechtlich-organisatorisches Unbundling (allerdings gilt während dieser Zeit für die Betreiberinnen der Übertragungsnetze das buchhalterische Unbundling gem. Art. 7 Abs. 1). Es ist davon auszugehen, dass während dieser Übergangsfrist die heutigen Strukturen für den Betrieb des Übertragungsnetzes bestehen bleiben. *Absatz 2* bestimmt daher, dass bis zum Zeitpunkt der Gründung einer schweizerischen Netzgesellschaft Artikel 5 Absatz 3 auch für den Betrieb des Übertragungsnetzes gilt. Während der Übergangsfrist besteht somit die Durchleitungspflicht im Übertragungsnetz nur, soweit nach Durchleitung der Elektrizität zur Versorgung der eigenen Kundinnen und Kunden der Betreiberinnen der Übertragungsnetze (die ja noch vertikal integrierte Elektrizitätsversorgungsunternehmen sind) noch Kapazität vorhanden ist.

210.5 Übergang von Rechten an Grundstücken auf die Netzgesellschaft (Art. 27)

Den Netzbetreiberinnen soll die Gründung – und sofern diese bereits erfolgt ist – die Kapitalerhöhung der schweizerischen Netzgesellschaft in bestimmter Richtung erleichtert werden. Nach geltendem Recht muss eine Gesellschaft, die bei der Gründung oder Kapitalerhöhung Grundstücke (Art. 655 ZGB) als Sacheinlage erwirbt, am Ort der gelegenen Sache einzelne öffentlich beurkundete Sacheinlageverträge abschliessen. Diese Regelung wird heute als unzweckmässig und ungenügend betrachtet. Mit einer Spezialgesetzgebung über die Fusion, die Spaltung und die Umwandlung von Rechtsträgern soll deshalb die Umstrukturierung von Unternehmen erleichtert werden. Bei Inkrafttreten des Elektrizitätsmarktgesetzes wird dieses Spezialgesetz voraussichtlich noch keine Rechtskraft erlangt haben. Im Hinblick darauf, dass die schweizerische Netzgesellschaft möglicherweise in grösserem Umfang Grundstücke in der ganzen Schweiz als Sacheinlage erwerben möchte, um damit die Erfüllung ihrer Aufgabe sicherzustellen, rechtfertigt es sich, die in der erwähnten Spezialgesetzgebung vorgesehenen Lösungen bezüglich Übergang von dinglichen Rechten an Grundstücken im Sinne vom Übergangsrecht vorwegzunehmen (*Abs. 1 und 3*). Dabei werden zudem die besonderen tatsächlichen Verhältnisse in Bezug auf Personaldienstbarkeiten (Durchleitungsrechte, Baurechte) berücksichtigt (*Abs. 2*).

210.6 Versorgungspflicht und Preise für feste Kundinnen und Kunden (Art. 28)

Nach *Buchstabe a* sind die Elektrizitätsversorgungsunternehmen bis zur vollständigen Marktöffnung verpflichtet, in ihrem Netzgebiet die festen Kundinnen und Kunden regelmässig und ausreichend mit Elektrizität zu versorgen. Die Versorgungspflicht besteht somit nur gegenüber Endverbraucherinnen und -verbrauchern, die keinen Anspruch auf Durchleitung von Elektrizität haben (Art. 4 Bst. c). Keine Versorgungspflicht besteht gegenüber Stromkonsumenten, die freien Zugang zum Markt haben und sich bei einem beliebigen Lieferanten mit Elektrizität eindecken können. Endverbraucherinnen und -verbraucher, die vom Markt profitieren können, sollen selber für die regelmässige und ausreichende Versorgung mit Elektrizität besorgt sein. Die Verankerung einer Versorgungspflicht gegenüber allen Stromkonsumenten wäre nicht nur ordnungspolitisch falsch, sondern für die Elektrizitätsversorgungsunternehmen eine im freien Wettbewerb nicht zumutbare Aufgabe, da diese für alle Stromkonsumenten die notwendige Reserveenergie bereitstellen müssten, mit dem Risiko, dass Durchleitungsberechtigte in ihrem Netzgebiet den Strom bei einem anderen Lieferanten beziehen können und das betroffene Versorgungsunternehmen auf der bereitgestellten Elektrizität sitzen bliebe. Die Beschränkung der Versorgungspflicht auf feste Kundinnen und Kunden führt bei einer zunehmenden Öffnung des Elektrizitätsmarktes dazu, dass sich die Versorgungspflicht auf einen immer kleiner werdenden Teil von Stromkonsumenten bezieht und bei einer vollständigen Marktöffnung ganz aufgehoben wird. Gemäss Artikel 3 Absatz 2 der EG-Richtlinie können die Mitgliedstaaten den Elektrizitätsunternehmen gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen im Allgemeininteresse auferlegen, die sich unter anderem auch auf die Versorgungssicherheit und die Regelmässigkeit der Lieferungen beziehen können. Die EG-Richtlinie verlangt, dass solche Verpflichtungen klar definiert, transpa-

rent, nichtdiskriminierend und überprüfbar sind. Ferner sieht auch Artikel 10 Absatz 1 der EG-Richtlinie vor, dass die Mitgliedstaaten den Verteilungsunternehmen die Verpflichtung auferlegen können, Kunden in einem bestimmten Gebiet zu beliefern.

Buchstabe b stipuliert den Grundsatz der Preissolidarität. Danach müssen Elektrizitätsversorgungsunternehmen festen Kundinnen und Kunden innerhalb der gleichen Kundengruppe und des gleichen Netzgebietes gleiche Preise (Energie und Durchleitungsvergütung) verrechnen. Als Kundengruppe gilt eine Kategorie von Stromkonsumenten mit ähnlicher Verbrauchscharakteristik (z. B. Haushalte, Gewerbe, Industrie). Im vorliegenden Fall geht es um die Versorgung von Stromkonsumenten, die keinen Zugang zum Markt haben (Monopolbereich). Artikel 10 Absatz 1 der EG-Richtlinie betreffend den Elektrizitätsbinnenmarkt sieht ausdrücklich vor, dass die Mitgliedstaaten den Preis für die Belieferung von Kunden in einem bestimmten Gebiet festlegen können, um die Gleichbehandlung der Kunden zu gewährleisten. Der Vollzug dieser Bestimmung obliegt nach Artikel 23 Absatz 1 den Kantonen, die den Versorgungsunternehmen zum Beispiel im Rahmen der Konzessionen entsprechende Vorgaben machen können.

Absatz 2 beauftragt die Kantone, Bedingungen festzulegen, die erfüllt sein müssen, damit den festen Kundinnen und Kunden in Ausnahmefällen unterschiedliche Anschlussgebühren verrechnet werden dürfen. Die Anschlussgebühren sind einmalig zu bezahlen und nicht abhängig vom Verbrauch des Stromkonsumenten. Mit der vorliegenden Bestimmung soll dem Umstand Rechnung getragen werden, dass einzelne Stromkonsumenten auch innerhalb der gleichen Kundengruppe auf Grund ihres speziellen Standortes (abgelegene Bauernhöfe oder Ferienhaussiedlungen) unterschiedlich hohe fixe Kosten (Anschlussgebühren) verursachen können. Die Kantone sollen hier Kriterien festlegen, in welchem Rahmen solchen Stromkunden unterschiedliche Anschlussgebühren auferlegt werden dürfen. Dabei sollen insbesondere auch die wirtschaftlichen Verhältnisse des betroffenen Stromkonsumenten mitberücksichtigt werden. Für die (variablen) Arbeitspreise bzw. Leistungspreise sollen aber allen festen Kundinnen und Kunden innerhalb der gleichen Kundengruppe unabhängig ihres Standortes gleiche Preise verrechnet werden (Preissolidarität).

210.7 Anpassung bestehender Vertragsverhältnisse (Art. 29)

Gemäss Artikel 25 Absatz 1 Buchstabe b Ziffer 2 haben Elektrizitätsversorgungsunternehmen das Recht, sich im Umfang der Bezugsmengen, die sie an durchleitungsberechtigte Endverbraucherinnen und -verbraucher liefern, bei einem beliebigen Stromlieferanten einzudecken. *Absatz 1 Buchstabe a* sieht nun vor, dass sich diese Versorgungsunternehmen im Umfange der Bezugsmengen der in ihrem eigenen Netzgebiet durchleitungsberechtigten Kunden, von den Bezugsverpflichtungen gegenüber ihren eigenen Vorlieferanten befreien können und zwar ungeachtet der Tatsache, ob sie die durchleitungsberechtigten Kunden beliefern oder nicht. *Absatz 1 Buchstabe b* ermöglicht es den Elektrizitätsversorgungsunternehmen zudem, sich im Umfang ihres eigenständigen Marktzutrittes (bestimmter Prozentsatz des Jahresabsatzes an feste Kunden) von ihren Vorlieferanten lösen zu können.

Nach *Absatz 2* können Zwischenlieferanten ihnen selbst gegenüber erfolgte Vertragsanpassungen im gleichen Umfange gegenüber ihren Vorlieferanten geltend machen. Diese Regelung ist bedingt durch die starke vertragliche Verflechtung und die

damit verbundenen Liefer- und Bezugsverpflichtungen der einzelnen Elektrizitätsversorgungsunternehmen untereinander.

Die Wettbewerbskommission kann nach wie vor wettbewerbsbeschränkende Stromlieferverträge (insb. langfristige Ausschliesslichkeitsbindungen) nach Artikel 5 bzw. 7 des Kartellgesetzes prüfen. Auch die zivilrechtlichen Bestimmungen des Kartellgesetzes (Art. 12–17 KG) bleiben auf solche Verträge grundsätzlich anwendbar.

210.8 Referendum und Inkrafttreten (Art. 30)

Beim vorliegenden Elektrizitätsmarktgesetz handelt es sich um ein Bundesgesetz im Sinne von Artikel 5 des Geschäftsverkehrsgesetzes vom 23. März 1962 (GVG; SR 171.11). Nach Artikel 89 Absatz 2 der Bundesverfassung unterliegen Bundesgesetze dem fakultativen Referendum (*Abs. 1*).

Absatz 2 ermächtigt den Bundesrat, den Zeitpunkt des Inkrafttretens zu bestimmen. Nach Artikel 27 Absatz 1 der EG-Richtlinie über den Elektrizitätsbinnenmarkt mussten die Mitgliedstaaten die erforderlichen Rechts- und Verwaltungsvorschriften zur Umsetzung der EG-Richtlinie bis spätestens 19. Februar 1999 in Kraft setzen. Das Elektrizitätsmarktgesetz wird frühestens 2000/01 in Kraft treten können.

3 Auswirkungen

31 Auf den Bund

311 Finanzielle Auswirkungen

Die aus dem Elektrizitätsmarktgesetz resultierenden finanziellen Konsequenzen dürften aus heutiger Sicht eher gering sein. Das Gesetz enthält keine Rechtsgrundlage für finanzielle Leistungen des Bundes. Insbesondere sieht es keine Entschädigungsregelung für nicht amortisierbare Investitionen in Kraftwerksanlagen vor. Finanzielle Konsequenzen resultieren somit einzig aus den neuen Stellen, die im Zusammenhang mit dem Vollzug des Elektrizitätsmarktgesetzes geschaffen werden müssen (vgl. Ziff. 312).

312 Personelle Auswirkungen

Das Elektrizitätsmarktgesetz steht unter dem Kooperations- und Subsidiaritätsprinzip. Das heisst, dass je nach Funktionieren der Zusammenarbeit mehr oder weniger Aufgaben beim Bund anfallen werden. Schätzungen zeigen, dass das Elektrizitätsmarktgesetz die Schaffung von 11–14 neuen Stellen beim Bund erforderlich machen dürfte.

Beim BFE müssen für die Bereiche allgemeiner Vollzug (Überwachung/Aufsicht der Netzbetreiber, Rechnungsführung, Stellungnahmen bei Streitfällen, strafrechtliche Verfolgung usw.), Erlass von Ausführungsbestimmungen, Zusammenarbeit mit der Wirtschaft sowie für die Betreuung internationaler Fragen vier bis fünf neue Stellen geschaffen werden. Hinzu kommen die neuen Aufgaben im Zusammenhang mit der Sekretariatsführung der Schiedskommission (Sitzungsorganisation, Redak-

tion der Entscheide, Verfassen des jährlichen Tätigkeitsberichtes). Dafür werden je nach Anzahl der Streitfälle zwei bis drei neue Stellen erforderlich sein (das Sekretariat der Schiedskommission könnte allenfalls im BFE angesiedelt werden). Die beim BFE neu zu schaffenden Stellen (mit dem Sekretariat der Schiedskommission sind das 6–8 Stellen) können nicht UVEK-intern kompensiert werden. Das UVEK wird dem Bundesrat im Verlaufe des Jahres 2000 einen separaten Antrag für die anbegehrten Stellen unterbreiten. Schliesslich werden auch die Wettbewerbskommission und der Preisüberwacher zusätzliche Aufgaben aus dem Vollzug des Elektrizitätsmarktgesetzes übernehmen müssen (wettbewerbsrechtliche bzw. preispolitische Stellungnahmen an die Schiedskommission bei Durchleitungsstreitigkeiten, generelle wettbewerbsrechtliche Aufsicht über den Strommarkt sowie Bekämpfung von Preissmissbräuchen gegenüber Endkonsumenten, insbesondere wenn während der Übergangszeit nicht amortisierbare Investitionen oder allgemeine Verluste auf feste Kunden überwältigt werden). Diese neuen Aufgaben erfordern bei der Wettbewerbskommission und beim Preisüberwacher insgesamt fünf bis sechs neue Stellen.

32 Auf die Kantone und Gemeinden

321 Finanzielle Auswirkungen

Das Elektrizitätsmarktgesetz hat keine direkten finanziellen Auswirkungen auf die Kantone und Gemeinden. Allerdings ist darauf hinzuweisen, dass sowohl die Kantone als auch die Gemeinden zum Teil namhafte Beteiligungen bei den Elektrizitätswerken halten. Soweit diese Elektrizitätswerke im Besitze von Anlagen mit nicht amortisierbaren Investitionen sind, können allfällige daraus resultierende Verluste auf die Kantone bzw. Gemeinden zurückfallen. Gemäss der von den Gebirgskantonen durchgeführten Untersuchung werden alleine in den Gebirgskantonen in den nächsten 25 Jahren Investitionen zur Modernisierung und Erneuerung der Wasserkraft in der Grössenordnung von 3,2 Milliarden Franken anfallen. Es ist vorgesehen, dass der Bund einen Teil der Einnahmen aus der geplanten Energieabgabe (vgl. Ziff. 145) für die Unterstützung von Massnahmen zur Erhaltung und Erneuerung der Wasserkraft sowie in restriktiven Einzelfällen zur Abfederung von nicht amortisierbaren Investitionen bei Wasserkraftwerken verwenden wird.

Erschwerend fällt für die Kantone und Gemeinden zudem ins Gewicht, dass durch die Marktöffnung die öffentlichen Abgaben im Zusammenhang mit der Elektrizitätsproduktion und -verteilung (Wasserzinse, Gewinnablieferungen, Konzessionsgebühren usw.) unter Druck geraten. Wenn zugelassene Kunden wegfallen, entgehen den Verteilunternehmen Handelsmargen und Erträge aus eigenen Erzeugungsanlagen oder Partnerwerken. Nicht oder noch nicht zugelassene Kunden in der Industrie werden mit Hinweis auf die günstigere Kostensituation ihrer Konkurrenten im Ausland tiefere Strompreise fordern. Insgesamt belaufen sich die an das öffentliche Gemeinwesen zu entrichtenden Abgaben auf rund 2,1 Milliarden Franken pro Jahr. Rund die Hälfte davon sind Steuern sowie ökonomisch und betrieblich gerechtfertigte Aufwendungen. Gut 800 Millionen Franken fallen auf Gewinnablieferungen, Konzessionsgebühren, Gratisenergie, Heimfall/-verzichtsentschädigungen usw.. Hinsichtlich der Gewinnablieferungen und der finanziellen Leistungen mit verhandelbarem Charakter werden die öffentlichen Gemeinwesen mit Einbussen rechnen müssen. Schliesslich wird auch die mit der Marktöffnung zu erwartende Strukturereinigung der Elektrizitätswirtschaft negative finanzielle Auswirkungen (z. B.

Steuerausfälle usw.) auf Kantone und Gemeinden haben. Wie gross die Einnahmefälle der Gemeinden insgesamt sein werden, kann nicht abschliessend beantwortet werden. Eine Untersuchung, die das BFE zusammen mit dem Kanton Bern durchgeführt hat, zeigt, dass die allenfalls wegfallenden Gewinnablieferungen an die Gemeinden bedeutend sein können.

322 Personelle Auswirkungen

Nach Artikel 23 Absatz 1 des Elektrizitätsmarktgesetzes müssen die Kantone die Artikel 10 und 28 vollziehen. Bei diesen Bestimmungen geht es um die Sicherstellung des Service public. Es handelt sich dabei um einen Bereich, der bereits heute im Kompetenzbereich der Kantone bzw. der Gemeinden liegt und von diesen auch vollzogen wird. Jeder Kanton verfügt über eine kantonale Energiefachstelle. Auch mehrere grössere Städte und Gemeinden haben Verantwortliche für Energiefragen. Die meisten Kantone und Gemeinden dürften daher allfällige neue Aufgaben aus dem Elektrizitätsmarktgesetz mit dem bereits bestehenden Personal auffangen können.

33 Auf die Informatik

Das Elektrizitätsmarktgesetz hat keine oder nur unbedeutende Auswirkungen auf die Informatik. Insbesondere hat das Gesetz keine Anpassungen bei Verwaltungsprozessen zur Folge, die sich auf die unterstützenden Informatikanwendungen auswirken könnten.

4 Legislaturplanung

Die Vorlage eines Elektrizitätsmarktgesetzes ist im Bericht des Bundesrates vom 18. März 1996 über die Legislaturplanung 1995–1999 als Richtlinien-Geschäft 33 angekündigt (BBl 1996 II 293).

5 Verhältnis zum europäischen Recht

51 Regelung der Europäischen Union

Am 20. Juni 1996 haben sich die Energieminister der EU nach mehrjähriger Diskussion auf einen Richtlinienvorschlag betreffend den Elektrizitätsbinnenmarkt einigen können und ihn am 25. Juli 1996 formell beschlossen. Das Europäische Parlament hat diesem Vorschlag am 11. Dezember 1996 ohne Änderungen zugestimmt, so dass der Ministerrat die Richtlinie am 20. Dezember 1996 verabschieden konnte. Die *EG-Richtlinie 96/92 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt* ist am 19. Februar 1997 in Kraft getreten und muss von den EU-Mitgliedstaaten seit dem 19. Februar 1999 umgesetzt sein.

Die Richtlinie berücksichtigt die *unterschiedlichen Strukturen* der Elektrizitätswirtschaft in den Mitgliedstaaten sowie die *verschiedenen Anforderungen* bezüglich gemeinschaftlicher Leistungen, Versorgungssicherheit, Verbraucher- und Um-

weltschutz. Sie lässt den Mitgliedstaaten im Sinne der Subsidiarität Gestaltungsfreiraum in der Festlegung der Modalitäten und in der Wahl des Systems. Unabhängig von der gewählten Marktorganisation müssen jedoch *gleichwertige wirtschaftliche Ergebnisse* und eine *vergleichbare Marktöffnung* resultieren. Die Einführung von Wettbewerb schliesst Auflagen zur Erfüllung gemeinwirtschaftlicher Verpflichtungen und des Umweltschutzes nicht aus.

Die EG-Richtlinie betreffend den Elektrizitätsbinnenmarkt enthält im Wesentlichen folgende Bestimmungen:

- Vorgesehen ist eine *schrittweise Marktöffnung*. Bis 2006 müssen die Mitgliedstaaten ihre Märkte *mindestens* wie folgt öffnen:

	1997–1999	2000–2002	2003–2005
Marktöffnung	26,5 Prozent	ca. 29 Prozent	ca. 33 Prozent

Den Entscheid über eine allfällige *weitere Öffnung* ab dem Jahre 2006 behalten sich das Europäische Parlament und der Rat auf Grund der gemachten Erfahrungen vor.

- Sofern nicht eine vollständige Marktöffnung im jeweiligen Land vorgesehen ist, erfolgt die *Zulassung der Konsumenten* auf Grund ihres *Jahresverbrauchs*. Die zum Markt zugelassenen Kunden sollen ihre Lieferanten frei wählen und untereinander Lieferverträge auf der Grundlage freiwilliger kommerzieller Verträge schliessen können. Die Mitgliedstaaten haben anzugeben, welche Verbraucher zugelassen sind, um im grenzüberschreitenden Handel den Marktzugang nach den Regeln der *Reziprozität* zu gewährleisten.
- Beim Bau neuer Erzeugungsanlagen können sich die Mitgliedstaaten für die Einführung eines *Genehmigungsverfahrens* entscheiden. In diesem Fall können für die Erteilung einer Baubewilligung verschiedene Anforderungen, u. a. bezüglich Sicherheit, Umweltschutz, Energieeffizienz, Art der Primärenergieträger, festgelegt werden. Die Mitgliedstaaten können auch ein *Ausschreibungsverfahren* einführen, bei welchem eine staatlich eingesetzte Instanz den Bedarf an neuen Anlagen plant und zur Ausführung ausschreibt.
- Der diskriminierungsfreie *Zugang der Kunden und der Erzeuger zum Übertragungsnetz* ist die Voraussetzung zum Wettbewerb unter den Erzeugern. Die Neutralität des Netzbetreibers ist sicherzustellen.
- Die Richtlinie überlässt es den Mitgliedstaaten, ob für die Marktöffnung das Modell des *Netzzugangs auf Vertragsbasis* oder des *Alleinabnehmers* im nationalen Recht Anwendung findet. Das Alleinabnehmermodell für den Betreiber des Übertragungsnetzes hat nicht zuletzt wegen hohen Transaktionskosten an Bedeutung verloren.
- *Direktleitungen* zwischen Erzeugern und Kunden zu bauen, ist ein weiteres Wettbewerbs-element. Die Mitgliedstaaten können die Bewilligung zum Bau einer Direktleitung davon abhängig machen, dass der Zugang zu einem bestehenden Netz verweigert wurde. Mit dieser Bestimmung soll wettbewerbs-hemmendes Verhalten eines Leitungsbesitzers verhindert werden.

- Viele Elektrizitätsversorgungsunternehmen besitzen nebst den Kraftwerksanlagen auch Übertragungs- und Verteilanlagen. Sie verfügen damit über einen Informationsvorteil, den sie gegenüber einem Erzeuger, welcher Kunden in deren Versorgungsgebiet beliefern möchte, nutzen können. Da lediglich die Erzeugung dem Wettbewerb unterstellt wird, sind die als natürliche Monopole verbleibenden Übertragungs- und Verteilfunktionen mindestens *buchhalterisch* von der Erzeugung zu trennen. Für diese und für Tätigkeiten ausserhalb des Elektrizitätsbereichs sind *getrennte Konten* zu führen und im Jahresabschluss eine eigenständige Bilanz und Erfolgsrechnung auszuweisen.

In Fällen, wo ein *Alleinabnehmer* für die Versorgung zuständig ist, muss dieser getrennt von der Erzeugung und Verteilung verwaltet werden. Es ist zudem sicherzustellen, dass ausser den Informationen, die für den Alleinabnehmer zur Erfüllung seiner Aufgaben erforderlich sind, keine Informationen zwischen den Tätigkeiten als Alleinabnehmer und seinen Erzeugungs- und Verteilungstätigkeiten übermittelt werden.

- Bei der Einspeisung aus Produktionsanlagen ist grundsätzlich den wirtschaftlich günstigsten Lieferungen Vorrang zu geben. Die Mitgliedstaaten können den Betreibern der Übertragungsnetze zur Auflage machen, dass Elektrizität aus *erneuerbaren Energieträgern*, Abfällen oder aus der Wärme-Kraft-Kopplung *Vorrang* gegeben wird. Dies gilt auch für die Betreiber von Verteilnetzen. Anforderungen bezüglich Umweltschutz, Energieeffizienz und der Art des Primärenergieträgers können bereits im Genehmigungsverfahren gestellt werden.
- Die Mitgliedstaaten können den Elektrizitätsunternehmen *gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen im Allgemeininteresse* auferlegen, die sich u. a. auf die Bereiche Sicherheit, Versorgungssicherheit, Qualität und Preis der Lieferungen beziehen. Diese Verpflichtungen müssen klar definiert, transparent, nicht diskriminierend und überprüfbar sein.
- Der Netzzugang muss unabhängig von der gewählten Marktorganisation offen sein und in den Mitgliedstaaten zu *gleichwertigen wirtschaftlichen Ergebnissen* und einer *vergleichbaren Markiöffnung* führen. Im Vordergrund steht ein möglichst funktionierender und effizienter Binnenmarkt für Elektrizität, bei welchem grenzüberschreitende Lieferverträge ebenso wenig behindert werden wie solche innerhalb eines Staates. Grenzüberschreitende Lieferverträge sind deshalb nur zulässig, wenn der Kunde in beiden Ländern als zugelassener Kunde betrachtet wird. (*Reziprozität*). Die EU-Kommission überprüft laufend, spätestens nach viereinhalb Jahren, die Anwendung dieser Regelung und erstattet Bericht über etwaige Ungleichgewichte bei der Öffnung der Elektrizitätsmärkte.
- Die Richtlinie sieht zeitlich begrenzte *Übergangsregelungen* für die Mitgliedstaaten vor, wenn vor dem Inkrafttreten der Richtlinie eingegangene Verpflichtungen oder Betriebsgarantien nicht erfüllt werden können. Über die Zulassung solcher Regelungen hat die EU-Kommission zu entscheiden. Da es sich dabei um Entscheide mit erheblichen finanziellen Auswirkungen handelt (Sonderlösungen und Abgeltung von «stranded costs»), hat die Kommission alle Anträge in einem globalen Verfahren behandelt (vgl. Ziff. 122).

Die Umsetzung der Richtlinie in nationales Recht ist in den meisten Ländern fristgemäss erfolgt. In Frankreich und Italien befindet sich die Gesetzgebung noch in Vorbereitung. Der faktische Binnenmarkt wird sich wesentlich über die in der Richtlinie enthaltenen Mindestöffnungsgrade hinaus entwickeln. 1999 dürfte der Marktöffnungsgrad ca. 60 Prozent betragen. Für das Jahr 2007 schätzt die EU-Kommission einen tatsächlichen Öffnungsgrad von ca. 74 Prozent.

Die EU-Kommission sieht *weiteren Handlungsbedarf* über die Richtlinie 96/92 EG hinaus, um die Vollendung des Binnenmarktes voranzutreiben. Insbesondere betrifft dies die Bereiche der *Tarifierung* (v. a. im grenzüberschreitenden Handel), Sicherstellung der *Unabhängigkeit der Netzbetreiber* (Übertragung) sowie die *Förderung der erneuerbaren Energien*. Der Harmonisierungsbericht der Kommission an den Rat und das Parlament vom Herbst 1998 hat auf die Probleme der uneinheitlichen Förderung der erneuerbaren Energien und unterschiedlichen Abgaben hingewiesen. Ein Entwurf zu einer entsprechenden Richtlinie liegt bereits vor. Im weiteren beabsichtigt die EU, den *Binnenmarkt über die EU-Staaten hinaus* zu öffnen. Mittelfristig sollen die nicht-EU-Mitglieder des UCPT-Strömverbands (Union pour la Co-ordination de la Production et du Transport de l'Electricité) und langfristig auch die Staaten Osteuropas eingebunden werden.

52 Kompatibilität der schweizerischen Regelung

Das Elektrizitätsmarktgesetz ist mit Ausnahme des Marktöffnungsrhythmus mit der EG-Richtlinie betreffend den Elektrizitätsbinnenmarkt kompatibel. Wenn das Elektrizitätsmarktgesetz in der vorliegenden Form im Jahre 2001 in Kraft tritt, wird die Schweiz einen Marktöffnungsgrad von 21 Prozent haben (wegen den bereits in Gang befindlichen freiwilligen, vorgezogenen Vertragsanpassungen mit den grösseren Grosskunden ist der Marktöffnungsgrad faktisch höher). Demgegenüber verlangt die EG-Richtlinie betreffend den Elektrizitätsbinnenmarkt zu diesem Zeitpunkt einen minimalen Marktöffnungsgrad von 29 Prozent. Im weiteren Verlauf der Übergangszeit werden die Differenzen beim Marktöffnungsgrad zwischen dem Elektrizitätsmarktgesetz und der EG-Richtlinie kleiner. Bereits für das Jahr 2004 sieht das Elektrizitätsmarktgesetz einen gleich hohen Marktöffnungsgrad vor wie die EG-Richtlinie (rund 34%). Im Jahre 2006 wird das Europäische Parlament und der Rat aufgrund der gemachten Erfahrungen eine weitere Öffnung des Elektrizitätsmarktes prüfen. Hier geht das Elektrizitätsmarktgesetz weiter. Es stipuliert bereits heute das Ziel einer vollständigen Marktöffnung nach sechs Jahren, also voraussichtlich im Jahre 2007.

53 Notifikationsverfahren

Der Entwurf zum Elektrizitätsmarktgesetz wurde am 4. Mai 1998 bei der WTO, EFTA und EU notifiziert. Die Standstill-Frist für Kommentare der EU-/EFTA-Staaten ist am 6. August 1998 abgelaufen. Dem mit der Notifikation beauftragten Bundesamt für Aussenwirtschaft sind bis zum heutigen Zeitpunkt keine Bemerkungen zugestellt worden.

54 Gesetzesvergleich mit Einzelstaaten der EU

541 Deutschland

In Deutschland ist seit dem 29. April 1998 das Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts in Kraft. Damit wurden die rechtlichen Voraussetzungen für Wettbewerb bei den leitungsgebundenen Energien Elektrizität und Erdgas geschaffen. Das Gesetz besteht aus insgesamt fünf Artikeln.

Der erste Artikel, das Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung, ersetzt das bisher geltende Energiewirtschaftsgesetz. Es beseitigt die geschlossenen Versorgungsgebiete und andere Hemmnisse, die dem Wettbewerb im Strom- und Gasbereich entgegenstanden. Mit Inkrafttreten des Gesetzes können alle Kunden ihre Elektrizitätslieferanten innerhalb des EU-Raums frei wählen. Ausgeschlossen werden können nur Energieerzeuger aus jenen EU-Staaten, die deutschen Lieferanten nicht den gleichen Marktzutritt gestatten (Reziprozität). Alle Elektrizitätsversorgungsunternehmen müssen für die Bereiche Erzeugung, Übertragung und Verteilung getrennt Rechnung führen. Die Netzbetreiber sind verpflichtet, den Strom anderer Anbieter diskriminierungsfrei durch ihre Netze zu leiten. Solche Durchleitungen dürfen nur dann verweigert werden, wenn keine Kapazitäten vorhanden sind oder wenn dadurch Einspeisungen verdrängt oder verhindert würden, die aus erneuerbaren Energien oder Wärme-Kraft-Kopplung stammen. Die Höhe des Durchleitungsentgelts ist nicht gesetzlich vorgeschrieben, sondern soll ausgehandelt werden (verhandelter Netzzugang). Das Durchleitungsentgelt darf nicht höher sein als jene Preise, die eigenen Unternehmensteilen, Tochtergesellschaften oder Unternehmen, an denen die Netzbetreiber beteiligt sind, verrechnet werden. Das Gesetz sieht vor, dass das Durchleitungsentgelt auf der Basis freiwilliger Vereinbarungen zwischen Verbänden der Wirtschaft und dem Elektrizitätssektor festgelegt wird («Verbändevereinbarung»), behält aber der Regierung vor, eine spezielle Verordnung zu erlassen, falls wirksamer Wettbewerb dadurch nicht zustande kommen sollte. Stadtwerke, welche Endverbraucher versorgen, erhalten vorerst bis 2005 alternativ zum verhandelten Netzzugang die Möglichkeit, den Netzzugang nach dem Prinzip des Alleinabnehmers (vgl. Ziff. 121, Figur 11) zu regeln.

Der zweite Artikel des neuen Energiewirtschaftsrechts hebt die kartellrechtlichen Ausnahmebestimmungen für die Elektrizitäts- und Gaswirtschaft auf.

Im dritten Artikel wird das Stromeinspeisungsgesetz leicht modifiziert: Die Verpflichtung zur Abnahme von Strom aus erneuerbaren Energien zu erhöhten, festgelegten Preisen geht an den Netzbetreiber über. Darüber hinaus wird unter anderem die sogenannte Härteklauselel präzisiert. Diese besagt, dass Energieeinspeisungen, welche 5 Prozent des Endabsatzes des zur Übernahme verpflichteten Versorgungsunternehmens übersteigen, an den übergeordneten Netzbetreiber weitergegeben werden können.

Der vierte Artikel enthält Übergangsbestimmungen, die vor allem der Verstromung von ostdeutscher Braunkohle zugute kommen sollen. Netzbetreiber in den neuen Bundesländern können eine Durchleitung verweigern, wenn dadurch eine ausreichend hohe Verstromung von Braunkohle gefährdet wäre. Im Weiteren enthält dieser Artikel die Reziprozitäts-Schutzklauselel, welche es erlaubt, den Netzzugang für Elektrizität aus dem Ausland zu verweigern, sofern der zu beliefernde Abnehmer in jenem Land nicht ebenfalls beliefert werden könnte.

Der fünfte Artikel setzt das bisherige Energiewirtschaftsgesetz sowie die Bundestarifordnung Gas ausser Kraft.

Die «Verbändevereinbarung» vom 22. Mai 1998 legt im wesentlichen die Kosten für die Nutzung des Netzes und der jeweiligen Spannungsebenen fest. Zudem sind die Kosten für die Transformation und der Systemdienstleistungen (Frequenz- und Spannungshaltung, Betriebsführung, Behebung von Netzstörungen) festgelegt. Die Vereinbarung sieht zudem eine Entfernungspauschale vor, die ab einer Entfernung von 100 Kilometern Luftlinie 12,5 Pfennig pro Kilowatt und Kilometer im Jahr beträgt. Die «Verbändevereinbarung» ist bis Ende September 1999 befristet. Seit Frühjahr 1999 finden Verhandlungen über eine Verbesserung der Vereinbarung statt, welche zu einem transparenteren und vereinfachten Berechnungsschema führen sollen. Überdies soll die entfernungsabhängige Komponente künftig entfallen. Im Weiteren sollen von vertraglich vereinbarten Lieferungen abweichende Energiemengen zu marktkonformen Preisen angerechnet werden, da bis anhin Mehrbezüge zu sehr hohen Preisen und Rückflüsse billig abgegolten worden sind.

542 Frankreich

In Frankreich konnte das neue Elektrizitätsgesetz nicht auf den von der EU festgelegten Termin vom 19. Februar 1999 in Kraft gesetzt werden. Der Gesetzesentwurf wurde erst Anfang März 1999 in erster Lesung von der Französischen Nationalversammlung verabschiedet. Der Entwurf gründet auf einem umfassenden Begriff des Service Public, welcher die Versorgungssicherheit und Versorgungsunabhängigkeit, die Übertragung und Verteilung von Elektrizität, die Umweltschonung, den sozialen Zusammenhalt, die wirtschaftliche Entwicklung sowie die Entwicklung des technischen Fortschritts beinhaltet. Der Versorgungsauftrag bildet die Grundlage für die Mehrjahresplanung und das Ausschreibungsverfahren gemäss der EG-Richtlinie. Der Netzzugang soll unter nicht-diskriminierenden Bedingungen gemäss dem Modell des geregelten Netzzugangs erfolgen. Im Bereich der Verteilung soll die Versorgungspflicht für die nicht am Markt zugelassenen Kunden und ein Recht auf Energie für wirtschaftlich benachteiligte Kleinkonsumenten verankert werden. Eine neu zu schaffende Kommission soll den Service Public sicherstellen. Die Finanzierung dieser Aufgaben erfolgt durch einen nicht-diskriminierenden Tarif für Übertragung und Verteilung.

Electricité de France (EDF) wird der Betrieb des Übertragungsnetzes übertragen. Das Unternehmen ist auch verpflichtet, Einspeisungen aus erneuerbaren Energien in ihr Netz aufzunehmen und sich im Bereich der rationellen Elektrizitätsverwendung zu betätigen. Aktivitäten ausserhalb des Netzbetriebs sind buchhalterisch zu trennen, um Quersubventionen zu vermeiden. Die Öffnung des Marktes soll lediglich nach den Mindestanforderungen der EG-Richtlinie erfolgen, für 1999 also 26,5 Prozent betragen. Gemäss dem Gesetzesentwurf soll der Staatsrat die weiteren Öffnungsschritte festlegen. Im Bereich der nicht am Markt zugelassenen Kunden behält die EDF das Versorgungsmonopol. Verteilunternehmen sind nicht am Markt zugelassen. Für Netzbetreiber und Netzbenutzer besteht Vertragspflicht. Der Bau von Direktleitungen unterliegt einer Bewilligung, die bei Verletzung von Bestimmungen des Service Public verweigert werden kann.

Bei den Übergangsregelungen gemäss EG-Richtlinie (Ausnahmen für «stranded costs») sieht der Gesetzesentwurf Abgeltungen zu Gunsten der EDF für bestehende

Abnahmeverträge für Spitzenenergie mit Zusatzkosten von rund 200 Millionen Francs im Jahr 1999 vor. Diese Kosten sollen bis ins Jahr 2012 gedeckt werden. Für die künftigen Kosten zur Stilllegung der Anlage Superphénix hat die Regierung rund 12 Milliarden Francs veranschlagt. Die für diese Bereiche anfallenden Kosten sollen durch den Service Public-Fonds gedeckt werden. Gemäss den weiteren Übergangsbestimmungen des Gesetzesentwurfs sollen bestehende Lieferverträge zwischen EDF und zugelassenen Kunden im Zeitpunkt der Zulassung des Abnehmers aufgelöst werden können.

Die Inkraftsetzung des neuen Elektrizitätsgesetzes ist auf Juni 1999 vorgesehen.

543 Italien

Am 19. Februar 1999 wurde von der italienischen Regierung das Dekret zur Elektrizitätsmarkliberalisierung verabschiedet. Ähnlich wie in Frankreich definiert der Gesetzesentwurf zu einem grossen Teil die künftige Rolle der staatlichen ENEL (Ente nazionale per l'energia elettrica) gemäss den Anforderungen der EG-Richtlinie. Grundsätzlich sollen Erzeugung, Import, Kauf und Verkauf dem Markt geöffnet werden. Im Bereich der Übertragung soll eine neu zu schaffenden Agentur gegründet werden. Übertragung und Dispatching sind ausschliesslich Aufgabe der Agentur. Die Verteilung wird durch ein Konzessionssystem geregelt.

Die Agentur ist die Betreiberin des nationalen Übertragungsnetzes. Sie ist für die Sicherheit des Netzes, den ordentlichen Betrieb und für diverse Aufgaben im Zusammenhang mit dem Netzbetrieb verantwortlich. Sie darf keine Netzbenutzer diskriminieren und hat den Informationsaustausch mit Netzbetreibern anderer EU-Staaten sicherzustellen. Ihr wird die Pflicht auferlegt, erneuerbare Energien und in WKK-Anlagen erzeugte Elektrizität prioritär einzusetzen. Die gegenwärtige Netzbesitzerin ENEL muss 60 Tage nach Inkrafttreten des Beschlusses ohne Entgelt alle Aktiven und die anteilmässigen Schulden, aber nicht das Eigentum der Netze sowie das für den Betrieb erforderliche Personal an die Agentur übertragen. Die Eigentümer dürfen keinesfalls alleinigen oder prioritären Gebrauch dieser Anlagen machen können. Der Industrieminister bestimmt, welche Teile des Netzes an die Agentur zu übertragen sind. Alle Übertragungsleitungen mit einer Spannung von 220 kV oder mehr zählen a priori dazu, Netzteile auf Spannungsebenen zwischen 120 und 220 kV werden gemäss ihrer Funktion dem Übertragungsnetz zugerechnet. 180 Tage nach Inkrafttreten des Beschlusses müssen die heutigen Netzeigentümer eine gemeinsame Aktiengesellschaft gründen, welcher alle Aktiven und Lasten zu übertragen sind. Rechte und Pflichten zur Abnahme von Energie mit unabhängigen Produzenten werden von ENEL an die Agentur übertragen. Davon ausgenommen sind Verträge mit ausländischen Lieferanten.

Produzenten und Importeure sowie Anbieter von Systemdienstleistungen haben für die Inanspruchnahme des Netzes eine Gebühr zu bezahlen, welche die allgemeinen Netzkosten deckt. Die Höhe der Gebühr wird in einem eigenen Beschluss festgelegt. Die Gebühr ist distanzunabhängig und ist zu einem Teil den Konsumenten direkt zu belasten. Grossbezügern soll eine degressive Gebühr gewährt werden

Die Agentur soll im Weiteren eine privatrechtliche Unternehmung gründen, der gemäss dem Modell des Alleinabnehmers die Versorgungspflicht der nicht am Markt zugelassenen Kunden übertragen wird.

Vorerst sollen nur 30 Prozent des Marktes geöffnet werden, ab dem Jahr 2000 soll dieser Anteil 40 Prozent betragen. Kein inländischer Produzent darf gemäss dem Entwurf mehr als 50 Prozent der inländischen Erzeugung kontrollieren. ENEL muss zu diesem Zweck bis zum 1. Januar 2003 mindestens 15 000 MW ihrer gegenwärtig 59 000 MW Produktionskapazität an Dritte übertragen. Der Entwurf sieht ebenfalls eine Reziprozitätsklausel gegenüber Produzenten aus anderen Ländern vor.

Gemäss den Übergangsbestimmungen betreffend Marktzulassung gelten folgende Akteure ab Inkrafttreten des Beschlusses als zugelassene Kunden:

- Verteilunternehmen im Umfang der von zugelassenen Kunden verbrauchten Energie,
- Grosshändler mit entsprechenden Verkaufsverträgen mit zugelassenen Kunden,
- Von anderen Staaten zum Markt zugelassene Organisationen im Umfang der im Ausland verbrauchten Energie,
- Endverbraucher mit einem Vorjahresverbrauch von mindestens 30 GWh
- Bündelkunden in der gleichen oder angrenzenden Gemeinde mit einem Vorjahresverbrauch von gesamthaft mind. 30 GWh und einem Jahresverbrauch von mind. 2 GWh pro Verbrauchsstätte.
- Ab 1. Januar 2000 alle Grossverbraucher mit einem Mindestverbrauch von 20 GWh sowie Bündelkunden in der gleichen oder angrenzenden Gemeinde mit mind. 20 GWh Gesamtverbrauch und mind. 1 GWh pro Verbrauchsstätte.
- Ab 1. Januar 2002 alle Grossverbraucher mit einem Mindestverbrauch von 9 GWh sowie Bündelkunden in der gleichen oder angrenzenden Gemeinde mit mind. 20 GWh Gesamtverbrauch und mind. 1 GWh pro Verbrauchsstätte. Für alle anderen Bündelkunden gilt ein minimaler Gesamtverbrauch von 40 GWh und mind. 1 GWh pro Verbrauchsstätte.

Falls dieser Öffnungsfahrplan nicht ausreicht, um den Markt am 19. Februar 1999 um 30 Prozent, am 1. Januar 2000 um 35 Prozent und am 1. Januar 2002 um 40 Prozent zu öffnen, kann das Industrieministerium weitergehende Kriterien erlassen.

**Stand der Umsetzung der EG-Richtlinie betreffend den
Elektrizitätsbinnenmarkt in vier ausgewählten Ländern (Stand: Mai 1999)**

Tabelle 9

	Deutschland	Frankreich	Italien	Österreich
Status Gesetzgebung:	In Kraft	In Vorbereitung	In Vorbereitung	In Kraft
Zulassung Erzeugung:	Genehmigungs- verfahren	Ausschreibungs- verfahren	Genehmigungs- verfahren	Genehmigungs- verfahren
Zugang Übertragung:	auszuhandelnder Netzzugang (nTPA)	geregelter Netz- zugang (rTPA)	geregelter Netz- zugang (rTPA)	geregelter Netzzugang (rTPA)
Zugang Verteilung:	auszuhandelnder Netzzugang (nTPA), optional Alleinabnehmer (Stadtwerke, zeit- lich befristet)		geregelter Netzzu- gang (rTPA) und Alleinabnehmer (nicht zugelassene Kunden)	geregelter Netzzugang (rTPA)
Zulassungs- kriterien (jährli- cher Mindest- verbrauch):	Keine Kriterien (alle Konsumenten zugelassen)	Zunächst: 100 GWh	30 GWh (inkl. Verbraucher- konsortien)	1999: 40 GWh 2000: 20 GWh 2003: 9 GWh
Marktöffnung:	100%	Zunächst: 26%	30%, ab 2002: 40%	1999: 27% ab 2003: 50%
Förderung erneuerbare Energien:	Abnahmepflicht der EVUs gemäß Stromein- speisungsgesetz (Vergütung prozentual nach Endkundenpreis)	Abnahmepflicht der EDF, Subven- tionen für Bio- masse-Anlagen	Abnahmepflicht zu festen Preisen, Pflicht zur Min- destproduktion von 20% aus er- neuerbaren Ener- gien	Finanzielle Unter- stützung. In Ein- führung: Pflicht zur Abnahme von 3%.
Reziprozität:	Ja	Ja	Ja	Ja
Übergangs- regelungen (betr. «stranded costs»):	Ja (Ausnahmerege- lung für ostdeut- sche Braunkohle- Kraftwerke)	Ja (Abnahme- pflichten und künftige Kosten Superphénix, ca. 5 Mrd. SFr.)	Keine	Ja (NAI, ca. 4 Mrd. SFr.)
Service Public:	Anschlusspflicht, Einspeisevorrang für Strom aus er- neuerbaren Ener- gien und aus Wärme-Kraft- Kopplungs- anlagen	Umfassender Be- griff des Service Public: Tarif, Netzzugang, För- derung erneuer- bare Energien, sozialer Zusam- menhalt, Versor- gungssicherheit, Preise, Umweltschutz	Anschlusspflicht, Einspeisevorrang für Strom aus erneuerbaren Energien und aus Wärme-Kraft- Kopplungsanla- gen, Einheitstarif für nicht zugelas- sene Kunden	Gleichbehandlung aller Konsumenten, Pflicht zum Anschluss an das Netz, Einspeise- vorrang für Strom aus erneuerbaren Energien und aus Wärme-Kraft- Kopplungsanlagen

6 Rechtliche Grundlagen

61 Verfassungsmässigkeit

Die nachfolgenden Ausführungen stützen sich im Wesentlichen auf das Gutachten des Bundesamtes für Justiz vom 23. Oktober 1996 betreffend die verfassungsmässigen Kompetenzen des Bundes im Bereich der Elektrizitätswirtschaft (mit weiteren Literaturhinweisen).

611 Bundeskompetenzen im Bereich der Stromproduktion

Im Bereich der Stromproduktion hat der Bund umfassende Gesetzgebungskompetenzen in Bezug auf die Atomenergie (Art. 24^{quinquies} BV¹⁷) und überwiegend eine auf Grundsätze beschränkte Kompetenz im Bereich der Wasserkraftnutzung (Art. 24^{bis} BV). Für andere Produktionsarten kann er gestützt auf Artikel 24^{octies} Absatz 2 BV Grundsätze erlassen. Hingegen kann er die Abgabe von elektrischer Energie vom Erzeuger an Dritte gestützt auf Artikel 24^{quater} Absatz 1 BV umfassend regeln.

Aufgrund dieser verfassungsrechtlichen Lage ist der Bund namentlich befugt:

- im Rahmen von Artikel 24^{quater} Absatz 1 BV unabhängig von der Art der Produktion Tarifvorschriften, Vorschriften über die Rechnungslegung der Unternehmen im Zusammenhang mit der Abgabe von Elektrizität sowie die Zulässigkeit anderer Tätigkeiten oder von Querfinanzierungen zu erlassen;
- im Bereich der Atomenergie gestützt auf Artikel 24^{quinquies} BV alle Bereiche der Produktion umfassend zu regeln (einschliesslich der wirtschaftlichen Aspekte);
- auf dem Gebiete der Wasserkraftnutzung auf Grund seiner Grundsatzgesetzgebungskompetenz nach Artikel 24^{bis} Absatz 1 BV auch Anforderungen an die von den Kantonen konzessionierten Unternehmungen aufzustellen (z. B. bezüglich des Rechnungswesens, der Kontrolle, der Unabhängigkeit von politischen Einflüssen);
- gestützt auf Artikel 24^{octies} Absatz 2 BV die Übernahmepflicht von Strom aus Selbstversorgungsanlagen vorzusehen und die technischen und wirtschaftlichen Modalitäten dazu zumindest in den Grundzügen zu regeln.

612 Bundeskompetenzen im Bereich der Übertragung und Abgabe elektrischer Energie an die Endverbraucher

Im Bereich der Übertragung und Abgabe elektrischer Energie hat der Bund gestützt auf Artikel 24^{quater} Absatz 1 BV eine umfassende Gesetzgebungskompetenz. Er hat somit einen weiten Spielraum, wie er diesen Bereich regeln will. Unter Beachtung der Anforderungen, die an Eingriffe in die Grundrechte gestellt werden, kann der Bund insbesondere:

¹⁷ Vgl. synoptische Darstellung geltende BV/neue BV unter Ziff. 201.1 Tabelle 8.

- ein vollständiges oder teilweises Monopol der Übertragung einrichten und dieses selbst bewirtschaften oder mittels Konzession an Dritte übertragen;
- Vorschriften über Strom- oder Weiterleitungstarife, die Tarifbildung oder die Tarifikontrolle erlassen;
- Vorschriften über die Unternehmensformen der Elektrizitätsübertragungs- und -verteilunternehmen sowie deren Tätigkeitsbereiche, Rechnungswesen, deren Unabhängigkeit von politischen Einflüssen oder Gewinnausschüttung an die Inhaber erlassen;
- Vorschriften über die gleichmässige Versorgung (im Sinne der Erschliessung mit Übertragungsleitungen) und die Störungsfreiheit der Anlagen aufstellen;
- die Beförderungspflicht von Strom für Dritte vorsehen (Third Party Access).

613 Verfassungsmässige Grundrechte und ihre Einschränkung

Im Zusammenhang mit dem Erlass von Vorschriften über die Elektrizitätswirtschaft sind insbesondere die verfassungsmässigen Grundrechte der Eigentumsgarantie und der Handels- und Gewerbefreiheit von Bedeutung. Im Vordergrund steht die Frage, ob es sich bei der Pflicht zur Schaffung einer schweizerischen Netzgesellschaft bzw. zur Durchleitung von Elektrizität Dritter durch eigene Netze um Enteignungstatbestände handelt.

Nach Artikel 22^{ter} Absatz 1 der Bundesverfassung ist das *Eigentum* gewährleistet. Der Bund kann im Rahmen seiner verfassungsmässigen Kompetenzen im öffentlichen Interesse gesetzlich die Enteignung oder Eigentumsbeschränkungen vorsehen (Abs. 2). Bei Enteignung oder Eigentumsbeschränkungen, die einer Enteignung gleichkommen, ist volle Entschädigung zu leisten (Abs. 3).

Die Eigentumsgarantie schützt das Eigentum im sachenrechtlichen Sinne, aber auch beschränkt dingliche Rechte, den Besitz, bestimmte obligatorische (vertragliche) Rechte, Immaterialgüterrechte sowie sogenannte wohlerworbene Rechte. Letztere sind einerseits vorbestandene oder historische Rechte, andererseits auch vermögensrechtliche Ansprüche, insbesondere im Bereich des Beamtenrechtes oder der Sozialversicherung, und Rechte aus Konzessionen, soweit sie unter Zusicherung auf Rechtsbeständigkeit verliehen oder erworben wurden.

Artikel 31 Absatz 1 BV gewährleistet die *Handels- und Gewerbefreiheit*, soweit sie nicht durch die Bundesverfassung und die darauf beruhende Gesetzgebung eingeschränkt ist.

Die Handels- und Gewerbefreiheit schützt die freie, auf einen Wettbewerb gerichtete, berufsmässige Tätigkeit von Privatpersonen. Dies können natürliche oder juristische Personen des Privatrechts sein. Sie schützt namentlich die freie Wahl der Unternehmensform und der Geschäftsniederlassung, die freie Gestaltung der Betriebsverhältnisse und der Geschäftsbeziehungen mit Lieferanten, Kunden, Partnern und Konkurrenten sowie die freie Wahl der Betriebsmittel.

Öffentliche Betriebe und Verwaltungseinheiten können sich in der Regel nicht auf die Handels- und Gewerbefreiheit berufen. Eine Ausnahme bildet der Fall, dass sie wie Private tätig und betroffen sind. Ebenso wenig können sich private Betriebe auf

dieses Grundrecht berufen, soweit sie öffentlichrechtliche Aufgaben erfüllen. Dies gilt insbesondere auch für Versorgungsbetriebe der elektrischen Energie.

Gemäss dem 2. Satz von Artikel 31 Absatz 2 BV bleiben die kantonalen Regalrechte gegenüber der Handels- und Gewerbefreiheit vorbehalten. Es handelt sich in der Regel um historische Regale wie das Salzregal, das Bergregal oder Regale der Jagd, der Fischerei oder der Wasserkraft. In diesen Bereichen ist die private Tätigkeit ausgeschlossen oder sie darf nur auf Grund einer staatlichen Konzession ausgeübt werden. Es obliegt dem kantonalen Gesetzgeber zu bestimmen, welche Regale er beanspruchen will. Der Vorbehalt des 2. Satzes von Artikel 31 Absatz 2 BV schützt die Kantone im Regalbereich gegen den Einwand, sie verletzen damit die verfassungsrechtlich garantierte Handels- und Gewerbefreiheit. Hingegen hindert er den Bund nicht, im Rahmen seiner Kompetenzen in Bereichen gesetzgeberisch tätig zu sein, die bisher in einzelnen Gebieten der Schweiz kantonalen oder kommunalen Monopolen unterstanden.

Zur *Einschränkung von Grundrechten* bedarf es einer gesetzlichen Grundlage im formellen Sinne. Auf Bundesebene ist dafür eine entsprechende Bestimmung in einem Bundesgesetz oder einem allgemeinverbindlichen Bundesbeschluss erforderlich. Zur Einschränkung von Grundrechten bedarf es weiter eines öffentlichen Interesses. Es kann sich um den Schutz polizeilicher Güter handeln, wie die Gesundheit, die öffentliche Ordnung, Ruhe und Sicherheit, das Vertrauen in Geschäftsverkehr, die Sittlichkeit usw. Das öffentliche Interesse kann aber auch in der Verfolgung von Zielen liegen, die die Verfassung selbst vorgibt, wie die Raumplanung, der Umweltschutz, die Energiepolitik, die Bereitstellung von Infrastruktureinrichtungen usw.. Ferner ist der Grundsatz der Verhältnismässigkeit zu beachten. Er verlangt insbesondere, dass eine staatliche Massnahme für die Erreichung des damit angestrebten Zieles erforderlich und geeignet ist, und dass der mit der Massnahme verbundene Eingriff in die Rechte der Einzelnen nicht dermassen schwerwiegend ist, dass er nicht mehr in einem vernünftigen Verhältnis zum angestrebten Ziel steht (Verhältnismässigkeit im engeren Sinne).

Dem Erfordernis der gesetzlichen Grundlage wird im vorliegenden Fall mit dem Erlass des Elektrizitätsmarktgesetzes genüge getan. Auch das öffentliche Interesse kann bei den hier zur Diskussion stehenden Eingriffen in die Grundrechte hinreichend begründet werden. Dies betrifft einerseits die Schaffung einer schweizerischen Netzgesellschaft, die rechtlich-organisatorisch von den Bereichen Stromproduktion und -verteilung unabhängig ist und damit die diskriminierungsfreie Durchleitung und den Wettbewerb auf den vor- und nachgelagerten Märkten ermöglicht. Aus den gleichen Gründen besteht ein öffentliches Interesse an der buchhalterischen Entflechtung der Marktbereiche der Netzbetreiberinnen des Verteilnetzes und an deren Durchleitungspflicht. Andererseits kann mit der Entflechtung und dem regulierten Netzzugang Kostentransparenz hinsichtlich des Durchleitungsentgelts sichergestellt werden.

Schliesslich sind die mit dem Elektrizitätsmarktgesetz vorgeschlagenen staatlichen Massnahmen auch verhältnismässig, da sie für die Erreichung der Ziele eines wettbewerbsorientierten Elektrizitätsmarktes erforderlich und geeignet sind und nicht über das hinausgehen, was zur Erreichung der angestrebten Ziele vernünftigerweise getan werden muss. Die rechtlich-organisatorische Entflechtung durch die Gründung einer schweizerischen Netzgesellschaft vermag die Kostentransparenz weit besser zu gewährleisten als eine rein buchhalterische Entflechtung und trägt damit zur Vermeidung von Quersubventionierungen und Wettbewerbsverzerrungen bei. Die

Schaffung eines Monopolbetriebs kann für die Eigentümer der Übertragungsnetze, die ihre Infrastruktur dieser Gesellschaft zur Verfügung stellen müssen, als zumutbar betrachtet werden. Auch die Durchleitungspflicht auf der Ebene der Verteilnetze ist verhältnismässig. Ohne diese Pflicht wäre die Schaffung von Marktvoraussetzungen nur durch den Bau von Parallelleitungen möglich, was sowohl aus raumplanerischen Gründen wie auch aus Kostengründen unzweckmässig wäre. Sowohl der Eingriff in die Handels- und Gewerbefreiheit wie auch in die Eigentumsgarantie ist deshalb zulässig.

Schliesslich erfüllen die gesetzlichen Bestimmungen hinsichtlich der Schaffung eines Monopols im Bereich des Übertragungsnetzes auch die Anforderungen an die Wettbewerbsneutralität staatlicher Eingriffe, da diese Pflicht zur rechtlich-organisatorischen Entflechtung sämtliche Eigentümer von Übertragungsnetzen gleichermaßen trifft.

Weder die Durchleitungspflicht noch die Pflicht zur Gründung einer schweizerischen Netzgesellschaft erfüllen den Tatbestand der Enteignung bzw. der einer Enteignung gleichkommenden Eigentumsbeschränkung. Auf der Verteilebene können die Eigentümer die Netze weiterhin nutzen, wobei die Versorgung ihrer Kundinnen und Kunden Vorrang vor der Durchleitung von Strom für Dritte genießt. Zudem erhalten sie für die Durchleitung von Strom für Dritte ein entsprechendes Entgelt. Gleiches gilt auch für die schweizerische Netzgesellschaft. Die Eigentümer der Übertragungsnetze müssen diese der Netzgesellschaft nicht kostenlos zur Verfügung stellen. Falls der Bund der Netzgesellschaft das Enteignungsrecht einräumen sollte, so sind die Bestimmungen des Bundesgesetzes über die Enteignung¹⁸ massgebend.

62 Delegation von Rechtssetzungsbefugnissen

Das Elektrizitätsmarktgesetz enthält verschiedene Delegationsnormen zum Erlass von Verordnungsrecht. Der Bundesrat als Verordnungsgeber darf damit innerhalb der vom Gesetz vorgegebenen Grenzen gesetzsergänzendes Verordnungsrecht erlassen. Verfassungsrechtlich müssen sich Delegationsermächtigungen auf einen bestimmten Regelungsgegenstand beschränken, dürfen also nicht unbegrenzt sein. Die Rechtssetzungsermächtigungen des Elektrizitätsmarktgesetzes entsprechen dieser Anforderung und sind nach Inhalt, Zweck und Ausmass hinreichend konkretisiert. Die dem Bundesrat eingeräumte Verordnungskompetenz wird dem Bestimmtheitsgrundsatz gerecht und ist damit verfassungsrechtlich ausreichend umrissen.

Artikel 23 Absatz 4 des Elektrizitätsmarktgesetzes beinhaltet zusätzlich eine begrenzte Subdelegationsmöglichkeit. Danach kann der Bundesrat den Erlass technischer oder administrativer Vorschriften dem BFE übertragen.

¹⁸ SR 711

63 Erlasform

Nach Artikel 5 Absatz 1 des Geschäftsverkehrsgesetzes vom 23. März 1962 (GVG; SR 171.11) sind unbefristete Erlasse, die rechtssetzende Normen enthalten, in die Form des Bundesgesetzes zu kleiden.

Inhaltsverzeichnis

Übersicht	7371
1 Allgemeiner Teil	7374
11 Ausgangslage	7374
111 Anlass und Umfeld der Marktöffnung im Elektrizitätsbereich	7374
112 Ziele der Marktöffnung	7374
113 Energiepolitische Rahmenbedingungen	7375
114 Internationale Entwicklung	7377
115 Struktur und Voraussetzungen der schweizerischen Elektrizitätswirtschaft	7380
115.1 Struktur	7380
115.2 Elektrizitätserzeugung in der Schweiz	7384
115.3 Finanzielle Bedeutung der Elektrizitätswirtschaft	7385
115.4 Position schweizerischer Unternehmen im internationalen Energieverkehr	7385
115.5 Struktur des Elektrizitätskonsums in der Schweiz	7386
115.6 Elektrizitätspreise in der Schweiz	7388
12 Grundzüge der Marktöffnung im Elektrizitätsbereich	7390
121 Marktzugangsmodell	7391
122 Marktöffnungsgeschwindigkeit, Zugangskriterien	7394
123 Schweizerische Netzgesellschaft, Entflechtung Verteilnetze	7397
124 Gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen	7398
125 Umweltschutz, energiepolitische Ziele	7398
13 Auswirkungen der Marktöffnung	7398
131 Überlegungen zur Preisentwicklung	7398
132 Wirtschaftliche Auswirkungen	7401
133 Auswirkungen auf die inländische Elektrizitätserzeugung	7401
134 Auswirkungen auf die Struktur der Elektrizitätswirtschaft	7403
135 Auswirkungen auf Energieverbrauch und Umwelt	7404
136 Regionalpolitische Auswirkungen	7405
137 Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit	7407
138 Beurteilung der Auswirkungen	7408
14 Verhältnis zu Wettbewerbs- und Energierecht	7409
141 Kartellgesetz	7409
142 Preisüberwachungsgesetz	7411
143 Bundesgesetz gegen den unlauteren Wettbewerb	7412
144 Energiegesetz	7413
144.1 Mit fossilen Brennstoffen betriebene Elektrizitätserzeugungsanlagen (Art. 6 EnG)	7413
144.2 Anschlussbedingungen für unabhängige Produzenten (Art. 7 EnG)	7414
144.3 Förderung der Stromerzeugung mittels erneuerbarer Energien (Art. 13 EnG)	7415
145 Energieabgaben	7415
146 Koordination und Vereinfachung der Plangenehmigungsverfahren	7417
147 Wasserrechts- und Gewässerschutzgesetz	7417
148 Landesversorgungsgesetz, Atomgesetz, CO ₂ -Gesetz	7418

149 Haftpflicht für Stauanlagen	7419
15 Verhältnis zum kantonalen Recht	7420
16 Ergebnisse des Vorverfahrens	7422
161 Vorarbeiten	7422
162 Vernehmlassungsentwurf	7422
163 Ergebnis des Vernehmlassungsverfahrens	7423
164 Überarbeitung des Vernehmlassungsentwurfs	7425
165 Erledigung parlamentarischer Vorstösse	7426
2 Besonderer Teil: Erläuterungen zu den einzelnen Bestimmungen	7426
3 Auswirkungen	7452
31 Auf den Bund	7452
311 Finanzielle Auswirkungen	7452
312 Personelle Auswirkungen	7453
32 Auf die Kantone und Gemeinden	7453
321 Finanzielle Auswirkungen	7453
322 Personelle Auswirkungen	7454
33 Auf die Informatik	7454
4 Legislaturplanung	7455
5 Verhältnis zum europäischen Recht	7455
51 Regelung der Europäischen Union	7455
52 Kompatibilität der schweizerischen Regelung	7457
53 Notifikationsverfahren	7458
54 Gesetzesvergleich mit Einzelstaaten der EU	7458
541 Deutschland	7458
542 Frankreich	7459
543 Italien	7460
6 Rechtliche Grundlagen	7463
61 Verfassungsmässigkeit	7463
611 Bundeskompetenzen im Bereich der Stromproduktion	7463
612 Bundeskompetenzen im Bereich der Übertragung und Abgabe elektrischer Energie an die Endverbraucher	7464
613 Verfassungsmässige Grundrechte und ihre Einschränkung	7464
62 Delegation von Rechtssetzungsbefugnissen	7466
63 Erlassform	7467
Elektrizitätsmarktgesetz (Entwurf)	7469