

Auswertung der Vernehmlassung zur Elektrizitätsmarktverordnung

1. Zum Vernehmlassungsverfahren

1.1 Durchführung des Vernehmlassungsverfahrens

Mit Schreiben vom 5. Oktober 2001 wurde der Entwurf zur Elektrizitätsmarktverordnung und der erläuternde Bericht 132 Stellen zur Vernehmlassung unterbreitet; 86 Stellungnahmen trafen in der Folge ein. Uneingeladen äusserten sich weitere 149 Vernehmlasser, davon 102 Unternehmen und Organisationen der Elektrizitätswirtschaft. Die Frist war auf den 30. November angesetzt, wurde jedoch für die Kantone auf den 7. Dezember erstreckt.

Die 235 eingegangenen Stellungnahmen lassen sich folgendermassen zusammenstellen:

Gruppe Vernehmlasser	Eingeladene Vernehmlasser			Nicht eingela- dene Ver- nehmlasser	Total Stellung- nahmen
	Total eingeladen	Eingegangene Stellungnahmen	Keine Stellungnahme		
Kantone (inkl. EnDK und RKGK)	28	28	0	0	28
Bundesgerichte	2	2	0	0	2
Parlamentarische Kommissionen der eidg. Räte	2	1	1¹⁾	0	1
Politische Parteien	13	6	7		6
Wirtschaftsverbände	22	13	9	3	16
Energiepolitische/ -technische Organisationen	35	19	16	1	20
Konsumenten- organisationen	7	6	1	0	6
Umweltschutz- organisationen	10	4	6	0	4
Weitere Vernehmlasser	13	7	6	145	152
Total	132	86	46	149	235

¹⁾ Der Entwurf wurde in der Kommission diskutiert.

1.2 Allgemeine Bemerkungen zur Auswertung

Ziffer 2 des vorliegenden Berichtes enthält eine allgemeine Beurteilung des Entwurfs durch die Vernehmlassungsteilnehmer, in Ziffer 3 folgen zusammengefasst die Bemerkungen zu den einzelnen Artikeln.

2. Allgemeine Beurteilung des Vernehmlassungsentwurfs

2.1 Kantone

Alle Kantone, EnDK und RKGK bekräftigen die Notwendigkeit einer geregelten Öffnung des Elektrizitätsmarktes und unterstützten daher grundsätzlich das Elektrizitätsmarktgesetz. Der Verordnungsentwurf wird jedoch sehr unterschiedlich beurteilt.

ZH, NW, SO und JU stimmen der Verordnung in der vorliegenden Fassung grundsätzlich zu.

SZ und EnDK erachten zwar die Regulierungsdichte als hoch, für die im Monopol verbleibenden Bereiche der Übertragung und Verteilung jedoch als gerechtfertigt. BE, LU, ZG, BL und AG teilen die Auffassung von EnDK, möchten jedoch die Regulierungsdichte verringern, um den Spielraum der Elektrizitätsbranche zu gewährleisten und um kantonale Zusatzaufgaben auf ein Minimum zu beschränken.

Für BS soll die Verordnung im Hinblick auf mögliche Mehrkosten der Marktöffnung zur Verbesserung der Effizienz im Elektrizitätssektor beitragen.

TI möchte vor allem die Regulierungsdichte verringern, nicht alle Kann-Formulierungen des Gesetzes bereits in Verordnungsrecht umsetzen und somit den Elektrizitätsunternehmen mehr Spielraum verschaffen. Ähnlich äussern sich RKGK und die Gebirgskantone UR, OW, GL und VS, welche zudem bessere Rahmenbedingungen für die Wasserkraft fordern. GR lehnt darüber hinaus den vorliegenden Entwurf ab.

Die Westschweizer Kantone FR, VD, NE, GE weisen den Entwurf zur grundlegenden Überarbeitung an den Bundesrat zurück mit der Aufforderung, Widersprüche zum Gesetz zu beseitigen, administrative Vorgaben zu reduzieren, den Elektrizitätsunternehmen mehr Spielraum einzuräumen und der Erhaltung des Service Public mehr Gewicht zu geben.

Von den Ostschweizer Kantonen SH, AR, AI, SG, TG wird der Entwurf mit Hinweis auf zu hohe Regulierungsdichte und mangelnde Berücksichtigung des Subsidiaritätsprinzips deutlich abgelehnt.

2.2 Schweizerische Bundesgerichte

Das Bundesgericht und das Eidgenössische Versicherungsgericht verzichten auf eine Stellungnahme.

2.3 Parlamentarische Kommissionen der eidgenössischen Räte

UREK N legt dem Bundesrat nahe, die Versorgungssicherheit im Hinblick auf die bevorstehende Referendumsabstimmung zum Elektrizitätsmarktgesetz (EMG) höher zu gewichten. Grosse Bedeutung hat die Frage der Bewertung der Netze, welche kommunale Versorgungsunternehmen nicht finanziell gefährden und gleichzeitig nicht zu Preiserhöhungen bei den Konsumentinnen und Konsumenten führen sollte.

2.4 Politische Parteien

Die CVP erachtet den Entwurf in vielen Teilen als tauglich, fordert aber verschiedene Nachbesserungen und eine wesentliche Straffung. Gefordert werden insbesondere eine stärkere Berücksichtigung der Vorarbeiten der Elektrizitätsbranche (Subsidiarität), Sicherstellung der Substanzerhaltung bei den Netzbetreiberinnen (Wiederbeschaffungswert) und geeignete wirtschaftliche Rahmenbedingungen zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit. Die CVP möchte eine möglichst baldige Abstimmung über das EMG.

Die FDP kritisiert die für schweizerische Verhältnisse unangemessenen Regelungen betreffend die Versorgungssicherheit. Die Verordnung sollte schrittweise basierend auf den Erfahrungen des sich öffnenden Marktes ergänzt werden, statt bereits zu Beginn diverse Einzelheiten zu regeln.

Die GPS lehnt den vorliegenden Entwurf ab, da er den Service Public gefährdet, den Umweltschutz und die Kleinkonsumentinnen und –konsumenten benachteiligt.

Die LPS äussert grosse Vorbehalte gegenüber dem Entwurf. Sie möchte dem Prinzip der Subsidiarität mehr Geltung verschaffen, mehr Regelungen der Elektrizitätsbranche übernehmen und damit die Regulierungsdichte verringern.

Die SP begrüsst zwar, dass einzelne Kann-Formulierungen des Gesetzes klarer formuliert werden, bleibt jedoch grundsätzlich gegenüber der Marktöffnung und dem EMG kritisch bis ablehnend.

Für die SVP werden mit dem vorliegenden Entwurf die im Gesetz verankerten Prinzipien von Kooperation und Subsidiarität verletzt. Sollte die daraus resultierende Überregulierung nicht verringert werden, behält sich die SVP eine Ablehnung des Gesetzes vor.

2.5 Wirtschaftsverbände

Von den eingeladenen Wirtschaftsverbänden haben sich 13 Organisationen zur Vorlage geäussert.

Auf der Befürworterseite befindet sich der VSIG, der Gesetz und Verordnung in der vorliegenden Form als politisch machbare und wirtschaftlich vertretbare Lösung sieht.

Grundsätzlich positiv, aber in einigen Punkten noch verbesserungsbedürftig beurteilen SWISSMEM und ZPK/IGEB den Entwurf. Letztere würdigen die Grundsätze der Durchleitungsvergütung als positiv, stellen aber eine hohe Regelungsdichte fest, die eine kostentreibende Wirkung haben könnte.

economiesuisse, deren Meinung sich der SAGV vollumfänglich anschliesst, fordert eine Überarbeitung des Entwurfs, welche vermehrt den Erwartungen und Bedürfnissen der inländischen Unternehmen entspricht. Die staatlichen Eingriffe sollten auf ein Minimum reduziert werden, indem für die Übergangszeit der Marktöffnung die notwendigen Regelungen für den nichtdiskriminierenden Netzzugang festgelegt werden und das Schwergewicht auf die erforderlichen Kontroll- und Streitschlichtungsverfahren gelegt wird. Die Versorgungssicherheit soll in erster Linie Aufgabe der Elektrizitätsunternehmen sein.

FSP unterstützt die Marktöffnung, ist jedoch skeptisch gegenüber der vorliegenden Verordnung. Diese sollte sich auf die Konkretisierung der im Gesetz festgelegten Grundsätze konzentrieren sowie Verfahren und Aufgaben der Behörden bestimmen. Nebst der Kritik, dass die Ausgestaltung der Verordnung nicht im Sinne des Subsidiaritäts- und dem Kooperationsprinzips erfolgte, kritisiert

die FSP die Umsetzung verschiedener Kann-Formulierungen des Gesetzes in zwingendes Verordnungsrecht.

Nach Ansicht des SGV geht der Verordnungsentwurf über den vom Gesetzgeber festgelegten Rahmen hinaus. Insbesondere bemängelt der SGV die Klarheit einiger in der Verordnung verwendeten Begriffe. Dem Kooperations- und Subsidiaritätsprinzip wird nach SGV zu wenig Rechnung getragen. Die Vorarbeiten der Elektrizitätsbranche sollten vermehrt berücksichtigt werden. Entsprechend der schrittweisen Öffnung sollte auch die Regulierung zu Beginn nur die nötigsten Regeln umfassen und später aufgrund gemachter Erfahrungen ergänzt werden.

Für die SGCI weist der Verordnungsentwurf eine extrem hohe Regelungsdichte auf und regelt auf interventionistische Art auch Gebiete, in denen die Wirtschaft selbst die erforderlichen Lösungen finden kann. Insbesondere beinhaltet die Verordnung zu viele kostentreibende Faktoren, die dem wichtigsten Ziel des EMG, der Verbilligung der Elektrizitätspreise, zuwiderlaufen.

Seitens der Arbeitnehmerorganisationen stellt sich der VPE auf den Standpunkt, dass mit der vorliegenden Verordnung das wesentlichste Ziel, eine sichere und preisgünstige Energieversorgung für alle Konsumentinnen und Konsumenten zu garantieren, erreicht werden kann. Der VPE gibt jedoch zu Bedenken, dass die interventionistischen und administrativen Massnahmen auf ein Minimum beschränkt werden sollen, um eine tatsächliche Öffnung des Strommarktes nicht in Frage zu stellen.

Der SGB ist grundsätzlich nicht mit dem EMG einverstanden, da sich der Elektrizitätsmarkt nicht für ein wettbewerbliches Umfeld eignet und die Marktöffnung funktionierende Strukturen und den Service Public gefährdet. Der Verordnungsentwurf liefert dem SGB den Nachweis, dass sich ein Strommarkt nicht ohne aufwändigen Kontrollapparat implementieren lässt. Der Entwurf kann auch die Bedenken zur Versorgungssicherheit nicht ausräumen und gibt keine politische Antwort zu dieser Frage.

Für den CSC werden mit der Verordnung die negativen Auswirkungen der Marktöffnung auf Arbeitsplätze, Versorgungssicherheit, Kleinkonsumenten und Energieverbrauch nur ungenügend verhindert. Der CSC kann dem Entwurf nur dann zustimmen, wenn er grundlegend überarbeitet wird. Im weiteren kritisiert der CSC die komplizierte technisch geprägte Sprache der Verordnung, welche eine Meinungsbildung erschwert.

Der VSEI übernimmt weitgehend die Positionen des VSE (s. Ziff. 2.6) und fordert eine grundlegende Überarbeitung der Verordnung.

2.6 Energiepolitische und –technische Organisationen

Es haben sich 19 der eingeladenen energiepolitischen und -technischen Organisationen zum Verordnungsentwurf geäußert.

Überwiegend positiv haben sich Organisationen der erneuerbaren und dezentralen Energien geäußert (AWP, ISKB, SSES, Swissolar, WKK). Die Verordnung wird als gut und nützlich befunden (WKK), sie folgt den Absichten des Gesetzgebers (ISKB) und ihr kann in allen Teilen zugestimmt werden (AWP).

Weniger zum Inhalt als zu Grundsätzen haben sich ACE und ffe geäußert. Für ffe ist der vorliegende Entwurf zu detailliert und beeinträchtigt die Meinungsbildung zur Referendumsabstimmung, welche möglichst schnell durchgeführt werden sollte.

ACE und EV plädieren für ein Minimum an Regulierung. Für EV muss zudem Wettbewerb auf allen Ebenen gewährleistet sein, insbesondere darf die dezentrale Stromerzeugung aus WKK nicht benachteiligt werden.

Die SES ist bisher mit kritischem Wohlwollen dem EMG gegenüber gestanden. Positiv wertet die SES die Umsetzung einiger Kann-Formulierungen, nachteilig jedoch die Gefahr der Diskriminierung bei der Durchleitung und das Fehlen von Bestimmungen betreffend derivativer Absicherungsinstrumente, welche sie auf Schwachstellen im Gesetz zurückführt. Für die SES trägt der Verordnungsentwurf nicht dazu bei, die wachsende Skepsis gegenüber der Marktöffnung abzubauen.

Abgelehnt wird der Entwurf von CFFE, EF, SEV, SVA, SWWV, VEE, VSE und VSG. Praktisch einstimmig kritisieren diese Verbände die Nichtbeachtung des Kooperations- und Subsidiaritätsprinzips. Gravierend für Versorgungs- und Betriebssicherheit wird die Regelung der Durchleitungsvergütung beurteilt, praxisfremd die im Entwurf enthaltenen Massnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit. Weiter wird kritisiert, dass den Behörden zu viele Aufgaben und Kompetenzen zugewiesen werden und die Kann-Vorschriften des Gesetzes ohne zwingenden Grund gleich zu Beginn als zwingende Vorschriften umgesetzt werden. Gefordert werden schlanke und anpassungsfähige (Übergangs-)Regelungen unter Einbezug der Branche. Dirigistische Missbrauchsregelungen sollen fallen gelassen werden und Missbräuche bei der Durchleitungsvergütung durch die Schiedskommission geklärt werden.

Der VBSA lehnt den Entwurf ab und fordert eine Besserstellung der Elektrizität, die in Kehrlichtverbrennungsanlagen erzeugt wird, unter anderem eine Gleichstellung mit Elektrizität aus anderen erneuerbaren Energien gemäss den Vergütungsbestimmungen des Energiegesetzes (15 Rp./kWh).

2.7 Konsumentenorganisationen

Sechs der eingeladenen Konsumentenorganisationen haben Stellungnahmen abgegeben.

Für die Organisationen der Kleinkonsumentinnen und -konsumenten (acsi, FRC, kf, SKS) müssen Service Public und Versorgungssicherheit gewährleistet, Transparenz über Herkunft und Erzeugung und Transparenz der Angebote und Preise sichergestellt werden. Die FRC möchte darüber hinaus eine starke Regulierungsbehörde, deren Aufgaben, Mittel und Eingriffsmöglichkeiten genau festgehalten sind. acsi und FRC fordern eine Ombudsstelle, die als Ansprechpartnerin für Kleinverbraucherinnen und -verbraucher zur Sicherstellung des Service Public und der Konsumenteninteressen tätig ist. Die FRC fordert eine klarere Formulierung der Verordnung, welche allen Bürgerinnen und Bürgern verständlich ist. FRC, kf und SKS fordern, dass die Durchleitungsvergütung so berechnet wird, dass genug Investitionsanreize zur Gewährleistung sicherer Netze bestehen. Für FRC und SKS soll die Vergütung allerdings nicht dazu führen, dass Konsumentinnen und Konsumenten bereits amortisierte Netzanlagen ein weiteres Mal bezahlen.

Der EKV lehnt den Verordnungsentwurf ab. Gründe dafür sind die Verletzung des Kooperations- und Subsidiaritätsprinzips, die Aushebelung der Handlungsfreiheit des Bundes in seiner zukünftigen Energiepolitik, die Privilegierung neuer erneuerbarer Energien, die fehlende Rechtsgrundlage der Massnahmen betreffend Versorgungssicherheit sowie die zu hohe Regelungsdichte und die zu grosse Anzahl kostentreibender Faktoren. Die Netzbenutzungsentgelte müssen einfacher kalkulierbar

sein zudem sind die Mindestanforderungen an eine nicht diskriminierende Durchleitung zu definieren. Der EKV befürwortet den Buchwert als Bewertungsansatz der Durchleitungsvergütung.

Die PKES weist den Entwurf zurück. Sie fordert insbesondere, dass bei der Stromversorgung und bei den Netzen keine Veränderungen zu Lasten der Sicherheit erfolgen. Es soll keine Bevorzugung oder Benachteiligung einzelner Konsumentengruppen erfolgen, bspw. durch Mehrkosten von Lieferantenwechseln oder der unentgeltlichen Durchleitung für Elektrizität aus erneuerbaren Energien. Die Verteilerwerke sollen weiterhin im Eigentum der öffentlichen Hand bleiben können.

2.8 Umweltschutzorganisationen

Vier der eingeladenen Umweltorganisationen haben sich geäußert.

Der WWF steht grundsätzlich hinter der Öffnung des Elektrizitätsmarktes. Entscheidend ist die Frage, wie das Gesetz umgesetzt wird, insbesondere bezüglich des Schutzes und der Ökologisierung der Wasserkraft, der flankierenden Massnahmen zugunsten der erneuerbaren Energien sowie der Kennzeichnung der Elektrizität nach Art und Herkunft der Erzeugung. Die Beibehaltung der diesbezüglichen Bestimmungen der Verordnung sind für den WWF zwingend notwendig. Zudem sollte neu auch ein Zweckartikel in die Verordnung aufgenommen werden, um eine Einbettung in die schweizerische Energiepolitik sicherzustellen.

Der rheinaubund befürchtet, dass mit der Strommarktliberalisierung die Versorgungssicherheit und die Umweltverträglichkeit beeinträchtigt werden. Er ist gegen die Gewährung von Bundesdarlehen für grosse Wasserkraftwerke. Die im Verordnungsentwurf enthaltenen Massnahmen zugunsten der erneuerbaren Energien schöpfen gemäss rheinaubund den gesetzgeberischen Spielraum nur ungenügend aus.

Die SL äussert sich zu Fragen im Zusammenhang mit der Einhaltung der Restwasserbestimmungen bei der Darlehensgewährung.

Greenpeace wendet sich entschieden gegen eine Liberalisierung, die nicht der allgemeinen Wohlfahrt verpflichtet ist. Schwachstellen, die gemäss Greenpeace bereits im Gesetz enthalten sind, wurden nicht genügend aus dem Weg geräumt. Die Massnahmen zugunsten der erneuerbaren Energien werden jedoch begrüßt.

2.9 Weitere Vernehmlasser

Sechs weitere eingeladene Vernehmlasser haben sich geäußert.

Der CHG und der SSV kritisieren, dass der Verordnungsentwurf in wichtigen Punkten den Zielen der Steigerung der Effizienz der Elektrizitätsbranche und der Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit der Schweizer Wirtschaft widerspricht. Beide Verbände setzen sich für ein Kostenmodell ein, das die Substanzerhaltung erlaubt sowie den Service Public und die sichere Versorgung gewährleistet. Für den CHG liegt in verschiedenen Bereichen der Regulierungsgrad deutlich über dem für einen funktionierenden Markt notwendigen Ausmass. Zudem wird der kommunale Beitrag zur Energiepolitik des Bundes nicht berücksichtigt.

Die SATW vermisst einen Hinweis, dass die Stromversorgung auch im geöffneten Markt auf Nachhaltigkeit ausgerichtet bleiben soll. Die im Entwurf enthaltenen zahlreichen starren Detailregelungen würden zudem die für die Herausforderungen des Marktes benötigte Flexibilität einengen. Die

Bedingungen für unabhängige Produzenten sind nach Ansicht der SATW diskriminierend. Zudem werden die schweizerische Netzgesellschaft und die Stromnetze in den Händen der marktbeherrschenden Überlandwerke bleiben.

Der Migros erscheinen verschiedene Bedingungen bezüglich der diskriminierungsfreien Durchleitung als ungenügend. Wegen fehlender Präzisierungen und langer Übergangsfristen würden innovative Marktteilnehmer noch lange Zeit behindert. Migros erachtet die Bestimmungen zur Versorgungssicherheit und zur Sicherstellung ökologischer Anliegen als ausreichend.

Coop stimmt dem Verordnungsentwurf grundsätzlich zu, weshalb an den vorgeschlagenen Vorgaben keine substantiellen Abstriche gemacht werden sollten. Mit dieser Verordnung sollte der Markt geordnet liberalisiert und ein Liberalisierungswildwuchs verhindert werden. Ebenfalls wichtig sind klare Vorgaben zu Gunsten von erneuerbaren Energien und solche, welche strengste ökologische Kriterien erfüllen.

alliance F erhebt gegen den Verordnungsentwurf keine Einwände.

Die WEKO hat sich nicht generell zum Verordnungsentwurf geäußert.

2.10 Nicht eingeladene Vernehmlasser

Uneingeladen haben sich 149 Vernehmlasser geäußert. 102 Vernehmlasser sind Unternehmen und Organisationen der Elektrizitätsbranche.

Die weiteren 47 Vernehmlasser äussern sie wie folgt:

Für die EKK ist die Markttöffnung nur sinnvoll, wenn eine Preissenkung die Versorgungssicherheit und die Funktionsfähigkeit des Systems nicht gefährdet. Ähnlich positioniert sich der VSSV, für den eine deutliche Senkung der Preise durch Schaffung geeigneter Rahmenbedingungen, insbesondere bei der Bewertung der Stromnetze nach Restwerten, verfolgt werden soll. Clima Suisse kritisiert ebenfalls den Bewertungsansatz und zusammen mit AVES und VSSV die Überregulierung.

Verschiedene Gemeinden und Städte (Berneck, Boudevilliers, Dintikon, Klingnau, La Chaux-de-Fonds, Moutier, Niederhelfenschwil, Saint-Imier, St. Gallen, Tübach, Winterthur, Wittenbach, Zuzwil) üben in erster Linie Kritik an der Bewertung der Netze und schliessen sich im Wesentlichen der Stellungnahme des VSE an.

Seitens der Wirtschaft fordern Glas, Hiag, McDonalds, Viscom in erster Linie eine Bewertung der Netze nach Buchwerten.

FVB, IG, Procal, VSHW und VSR stimmen dem Verordnungsentwurf in allen Teilen zu.

CP weist den Entwurf zurück, da er zu viele staatliche Interventionen vorsieht. Zudem kritisiert CP, dass Begriffe verwendet werden, deren rechtliche Bedeutung unklar ist.

Der SBV weist den Entwurf zur gründlichen Überarbeitung zurück, da er zu wenig dazu beiträgt, den Wettbewerb zu fördern, die energiepolitischen Ziele der Schweiz zu unterstützen und die Oligopolisierung des Strommarktes zu verhindern.

Der SAB verlangt eine einfache und transparente Berechnungsgrundlage zur Bewertung der Netze, welche im Interesse der Endverbraucher ein möglichst tiefes Preisniveau ermöglicht. Die Bestimmungen zur Erhaltung der Wasserkraft und zur Deklarationspflicht sollten wirksam ausgestaltet werden.

Zu Einzelaspekten nehmen AEE (erneuerbare Energien und Darlehen Wasserkraftwerke), BAV, BM und SBB (Bahnstrom), E.Young (anrechenbare Kosten), FES (Elektrizität aus Kehrlichtverbrennungsanlagen), kronoswiss (Befreiung der Durchleitungsvergütung), SFV (Darlehensvoraussetzungen Wasserkraftwerke) Stellung.

Fundamental kritisiert wird die Vorlage (inkl. EMG) von Lausanne und ps-vd.

Mit Ausnahme der Watt lehnen alle Unternehmen und Organisationen der Elektrizitätsbranche den Entwurf im Wesentlichen gemäss der Stellungnahme des VSE ab (AEK, AEW, Altstätten, atel, AVPE, Axpo, bev, BKW, BOG, Busslingen, Diepoldsau, EBL, EBM, Ebnet-Kappel, EBS, EEF, EGBH, EGL, EKM, EKT, EKW EE, EKZ, Enerdis, energiepool, ENSA, EOR, eos, eos – GD, ER, ESI, ESR, EW Höfe, EWB, EWE, EWH, ewl, EWR, EWS, EWVA, ewz, EWZCH, GEF, Gruyère, IB Zürich, IBA, IBB, ibk, IG FKW, IG Rheintal, IGW, IWB, La Neuveville, Le Locle, LKW, Muhen, Oberbüren, Oberentfelden, onyx, Opfikon, Orbe, REG AG, ReLL, Remetschwil, rsp, Rüthi, SAK, SBDK, Schmerikon, SEFA, Sevelen, sgsw, SIE SA, Sierre, SIG, sn energie, Sopracenerina, Strengelbach, swisspower, SWS, SWZ, TBF, TBM, TBW, Thun, VAS, VBE, VELO, VKE, VTE, VZS, Waldkirch, Wetzikon, Widnau, Windisch, Würenlingen, Yverdon-les-Bains).

Watt befürwortet den Entwurf grundsätzlich, fordert jedoch die Beseitigung verschiedener Markthindernisse insbesondere während der ersten Phase der Marköffnung.

3. Bemerkungen zu den einzelnen Artikeln

3.1 Ingress

Der EKV möchte die Hinweise auf das Landesversorgungsgesetzes vom 8. Oktober 1982 und des Elektrizitätsgesetzes vom 24. Juni 1902 streichen.

FRC, kf, SKS und WWF fordern ein neues Kapitel 0 Zweck mit einem Artikel 0 Zweck. Die Ziele des Energiegesetzes (EnG) sollen bei der Umsetzung des EMG ebenfalls gelten:

"Bei der Umsetzung des EMG werden die Ziele des EnG mit berücksichtigt: Sichere Energieversorgung, Wirtschaftliche Energieversorgung, Umweltverträgliche Energieversorgung, Sparsame und rationelle Energieverwendung, Verstärkte Nutzung einheimischer und erneuerbarer Energien."

3.2 Artikel 1 (Begriffe)

Die Kantone ZH, AR, AI, SG, TG beantragen zusätzlich das Netzgebiet folgendermassen zu definieren:

"Netzgebiet: Räumliche Ausdehnung des Netzes einer Netzbetreiberin über ein Gebiet, in welchem Produzenten sowie Endverbraucherinnen und Endverbraucher an dieses Netz anzuschliessen sind."

Im weiteren werden folgende zusätzlichen Definitionen vorgeschlagen: Versorgungssicherheit (CFEE), Blindenergie (Coop), Wirkenergie und -leistung, Blindenergie, Fahrplanenergie, Ergänzungsergie und Netzebene (Altstätten, axpo, Berneck, CP, Diepoldsau, Ebnet-Kappel, EKZ, EKT, EWVA, ibk, IG Rheintal, Niederhelfenschwil, Oberbüren, Rüthi, SAK, TBF, TBM, Waldkirch, Widnau, Wittenbach, Zuzwil), Produktions- und Verbrauchserfassung und Aufwand für deren Verrechnung (EWH).

Folgende Vorschläge zu den einzelnen Ziffern wurden geäussert:

- Bst. a: Hinzufügen einer Definition der Ausgleichsleistung (Altstätten, axpo, Ebnet-Kappel, EKZ, EKT, EWVA, ibk, Niederhelfenschwil, Oberbüren, SAK, TBF, TBM, Waldkirch, Wittenbach, Zuzwil)
- Bst. b: Umformulierung von Bilanzgruppe in Energiebilanzgruppe (SBB)
- Bst. d: "... Entgelt. (Netzbenutzungs- und Systemdienstleistungsentschädigung)" (VSE; BKW, ESI)
- Bst. e: Ersatzlos streichen eos.
- Bst. f: "über eigene Leitungen oder eigene Leitungskapazitäten verfügt, ..." (VS)
 "... diese Anforderung ist auch erfüllt, wenn eine Endverbraucherin oder ein Endverbraucher über eine eigene Direktleitung verfügt, die von einer Erzeugerin zu ihrem Standort führt und ausschliesslich ihrer Eigenversorgung dient". (VSE; atel, ESI)
 Ergänzung: "Beim Angebot von Energie-Contracting sind die Elektrizitätsversorgungsunternehmen den Eigenerzeugerinnen gleichgestellt." (EWB, EWZ, IWB, swisspower, Thun, Winterthur)

Eine Abstimmung mit der Energieverordnung (EnV) Artikel 1 Buchstabe a wird gefordert von Altstätten, axpo, Ebnat-Kappel, EKZ, EKT, EWVA, ibk, Niederhelfenschwil, Oberbüren, SAK, TBF, TBM, Waldkirch, Wittenbach, Zuzwil.

Eine Änderung der 50 Prozent Beteiligungsregel von Elektrizitätsversorgungsunternehmen wird von UR, BS und Sierre gefordert.

- Bst. g: Eine Neuformulierung wird von Altstätten, axpo, Ebnat-Kappel, EKZ, EKT, EWVA, ibk, Niederhelfenschwil, Oberbüren, SAK, TBF, TBM, Waldkirch, Wittenbach und Zuzwil gefordert.
- Bst. l: "Netzebene: Die Übertragungs- und Verteilnetze werden in sieben Netzebenen, bestehend aus drei Transformations- und vier Spannungsebenen unterteilt. Eine Spannungsebene beinhaltet in der Regel Anlagen des gleichen Spannungsbereichs."
Diese oder ähnliche Definitionen fordern 34 Vernehmlasser (UR, BS, VS; IGEB, VSEI; SEV; Migros, SATW; AEK, atel, BKW, EBL, Enerdis, eos, ESI, ESR, EW Höfe, EWZCH, HIAG, IGFKW, IWB, JURA, McDonalds, Opfikon, SBDK, SEFA, sgsw, SIE SA, Tela, VELO, VKE, VPE, Watt, Wetzikon, Windisch, Yverdon-les-Bains).
Mit den 4 Netzebenen explizit einverstanden sind BOG, ewz, swisspower, Thun, Winterthur.
- Bst. m: Der VSE fordert die Streichung der Klammerbemerkung "(inkl. Blindenergie)". Eine Neuformulierung dieses Abschnitts fordern 16 Vernehmlasser (AEW, Altstätten, axpo, Ebnat-Kappel, EKZ, EKT, EWVA, ibk, Niederhelfenschwil, Oberbüren, SAK, TBF, TBM, Waldkirch, Wittenbach, Zuzwil).

3.3 Artikel 2 (Bedingungen für nicht diskriminierende Durchleitung)

Absatz 1:

34 Vernehmlasser verlangen, dass in der Elektrizitätsmarktverordnung (EMV) auf die technischen und administrativen Mindestanforderungen der Netzbetreiberinnen hingewiesen wird; zudem seien in den Erläuterungen im Sinne der Subsidiarität die von der Branche ausgearbeiteten oder noch zu erstellenden Regelwerke Netzbenutzungsmodell 2001, GridCode, Kostenrechnungsschema usw.) zu nennen. Sie beantragen die Streichung von Absatz 1 und schlagen explizit (VSEI; VEE, VSE; ESI, atel, axpo, BKW, EGL, EWZCH und 10 weitere Werke plus 1 regionaler Branchenverband) sowie sinngemäss (SVP; PKES; eos, sowie 11 regionale Interessenvertreter) folgende Neuformulierung vor:

"Die nach Artikel 5 Absatz 1 des EMG Durchleitungsberechtigten haben im Rahmen des Gesetzes Anspruch auf nichtdiskriminierende Durchleitung. Für den Netzzugang sowie den Netzbetrieb sind die technischen und administrativen Mindestanforderungen der Netzbetreiberinnen massgebend (Art. 23 EMV)."

Für die CVP müssen die technischen und administrativen Mindestanforderungen des GridCode allgemein verbindlich sein. Sie könnte sich auch vorstellen, dass eine Bestimmung aufgenommen wird, wonach der GridCode laufend durch ein gemischt zusammengesetztes Gremium entsprechend den Veränderungen am Markt nachgeführt werden könnte.

TI möchte die Mindestanforderungen der Netzbetreiberinnen ergänzend in Absatz 1 erwähnen - und zwar nach dem ersten Satz.

Ausdrücklich einverstanden mit Absatz 1 ist die WEKO, sofern die Nichtdiskriminierungspflicht (1. Satz) auch auf die Behandlung der Anträge auf Durchleitung ausgedehnt wird.

Die SBDK macht auf einen nicht existenten Begriff im 1. Satz aufmerksam: Es gibt keine spezifischen Durchleitungsverträge. Der Sachverhalt sollte mit "der die Durchleitung gewährende Vertrag" umschrieben werden.

VSG macht auf einen Widerspruch im Erläuternden Bericht aufmerksam: Die zu Absatz 1 gegebene Interpretation der Möglichkeit von "all inclusive"-Verträgen steht im Widerspruch zu Artikel 15 EMV, wo eine detaillierte Rechnungsstellung gefordert wird.

Absatz 2:

Während Coop und CSC explizit die hier festgehaltene Regelung des Daten- und Informationstransfers unterstützen, finden Enerdis und SEFA die Bestimmung unklar und plädieren für eine Neuformulierung.

SES und CP finden die Begriffe "rechtzeitig" und "in einheitlicher Form" interpretationsbedürftig. Zwei regionale Elektrizitätsversorger schlagen vor, beide Begriffe wegzulassen und stattdessen mit "Messdaten und Informationen in geeigneter Form" zu umschreiben. SES ist der Ansicht, dass einzig eine "on-line"-Information für alle Wettbewerber "gleich lange Spiesse" gewährleiste.

Zur Frage der Anspruchsberechtigung für Durchleitungen äussern sich 8 Vernehmlasser: Der EKV hält dafür, dass grundsätzlich ein Anspruch auf Durchleitung der kontraktierten Menge für den Endverbraucher gegeben sein muss, wenn der Durchleitungsantrag rechtzeitig und vollständig erfolgt ist. Einzig Schiedskommission oder Bundesgericht können diesen Anspruch umstossen, doch müsste in einem solchen Verfahren eine vorsorgliche Durchleitung gewährt werden. IGEB; Migros; HIAG, JURA, McDonalds, Tela und Watt sind der Meinung, dass ein Anspruch auf effektive Durchleitung in dem Moment besteht, wo ein Begehren gestellt ist. Zu dieser und weiteren Bedingungen für die nicht diskriminierende Durchleitung, die in der vorliegenden EMV fehlen, schlagen sie ausformuliert sieben zusätzliche Absätze vor. Dabei geht es um die Klarstellung von Begriffen wie "rechtzeitiger und vollständiger Durchleitungsantrag", "Streitigkeiten", "Verweigerung der Durchleitung" usw.

BM fordert ebenfalls einen zusätzlichen Absatz, bei dem es um die Ausschaltung eines möglichen wettbewerbsverzerrenden Elementes beim Bezug von Elektrizität durch die Verkehrsbetriebe geht: Deren Bedarf an Spannungsumformung darf von den Netzbetreibern nicht dazu missbraucht werden, den diskriminierungsfreien Zugang zum Netz faktisch zu verwehren. Konkret lautet der Vorschlag:

"Sofern Endverbraucherinnen und Endverbraucher transformierte Elektrizität beziehen, darf die Umformung der Elektrizität den diskriminierungsfreien Zugang zum Netz nicht beeinträchtigen."

Ein Sonderproblem bringt VSG mit ins Spiel: Dabei geht es um die Frage der Haftung bei Zahlungsunfähigkeit des Händlers, der im Auftrag von Kunden Durchleitungsverträge abschliesst. Der Branchenverband sieht die Lösung wie folgt:

"Der Endverbraucher haftet dem Netzbetreiber solidarisch für die Durchleitungsvergütung bei Zahlungsunfähigkeit des Händlers oder des Dritten."

ps-vd stellt – mit Hinweis auf Artikel 11 EMG – fest, dass die Bestimmungen über den Netzzugang eine Diskriminierung verhindern wollen, während dies bei den Anschlüssen nicht durchwegs der Fall ist (Ausnahmeregelungen). Wo ist die Abgrenzung und wie wirkt sich diese Dualität auf die Versorgung gemäss Artikel 32 EMG aus?

3.4 Artikel 3 (Durchleitung bei nicht ausreichender Kapazität im Verteilnetz)

Zu diesem Artikel haben sich insgesamt 35 Vernehmlasser geäussert.

Vorbehaltlose Unterstützung signalisieren explizit CSC und Coop.

Viele Eingaben machen Änderungs- oder auch Streichungsanträge zu einzelnen Absätzen.

Abgelehnt wird Artikel 3 von WKK (Handhabung ist zu kompliziert, Gefahr der Diskriminierung der erneuerbaren Energien ist gross) und von Westschweizer Städten (La Chaux-de-Fonds, Lausanne) und industriellen Betrieben (Enerdis, Le Locle, Yverdon). Aus der Westschweiz wird geltend gemacht, dass der hohe Detaillierungsgrad der einzelnen Bestimmungen einen grossen bürokratischen Aufwand mit sich brächte. Hinzu kommen 3 Vernehmlassungsteilnehmer aus der Deutschschweiz (AEK, AEW, EKT), die mangels Erheblichkeit der Bestimmungen im Verteilnetz die Absätze 2 bis 6 zu streichen wünschen; der Titel von Artikel 3 müsste in "Ermittlung der Kapazität im Verteilnetz" umbenannt werden.

Absatz 1:

Dieser Absatz gibt zu wenig Kritik Anlass. Gefragt wird etwa nach der Definition des "wirtschaftlichen Netzes" (CP).

Mehr Vorschläge kommen dagegen zu Absatz 2:

Insbesondere die Bevorzugung eigener Kunden gibt Anlass zu Kritik: SP; SES; Greenpeace, WWF; Migros und SATW meinen, diese Bestimmung stehe im Widerspruch zu Artikel 2 Absatz 1 EMV, wonach alle Akteure gleiche Bedingungen beim Netzzugang haben.

WEKO unterstützt diese Bestimmung, möchte aber den Vorrang eigener Kunden durch folgenden Zusatz präzisiert wissen:

"Unter Belieferung von Kunden einer Netzbetreiberin im Sinne von Art. 5 Abs. 3 EMG wird nur die Belieferung von bestehenden Kunden in dem Umfang erfasst, welcher vor einem Antrag auf Durchleitung bestand."

Damit fallen die Acquisition neuer eigener Kunden oder die Erhöhung des Lieferumfangs an bisherige Kunden ausser Betracht.

Einen Änderungsvorschlag zur Berechnung der verfügbaren Kapazität macht der WWF: Durchleitungskapazität minus Kapazität aus erneuerbaren Energien (1. Priorität) minus Kapazität aus Wasserkraft (2. Priorität).

In zwei Fällen (Enerdis, SEFA) gibt die Reservehaltung zu Diskussionen Anlass.

Absatz 3:

Viel Kritik erntet hier das Kriterium der "zeitlichen Reihenfolge der Anmeldungen" bei Kapazitätsengpässen. Es wird etwa geltend gemacht, dass

- das Allgemeininteresse (z.B. Versorgungssicherheit, erneuerbare Energien, Service public) und nicht die zeitliche Reihenfolge massgeblich sein sollten (AVES; acci, FRC, kf).
- das Kriterium die erneuerbaren Energien diskriminiert, die Bandenergie dagegen bevorzugt (SP; SES; SKS; rheinaubund).
- die Kleinkonsumentinnen und -konsumenten "die Zeche bezahlen" und als Letzte beliefert werden (ps-vd; Sierre).
- der Netzbetreiber im Voraus erkennbare Kapazitätsengpässe rechtzeitig auszugleichen hat (Migros).

Einen besonderen Aspekt erwähnt die WEKO, indem sie den Wechsel des Anbieters unter bestimmten Bedingungen – Durchleitung im bisherigen Umfang – auch bei Kapazitätsengpässen gewährleisten sehen möchte. Sie schlägt folgende Ergänzung vor:

"... Anmeldungen zugeteilt. Der Wechsel des Lieferanten ohne Auswirkung auf Umfang der Durchleitung gilt nicht als Anmeldung."

Absatz 4:

BKW und EGL stossen sich daran, dass ein Nachweis für fehlende Kapazität zu erbringen ist. Dieser ist nur im Streitfall erforderlich. Sie machen daher folgenden Änderungsvorschlag:

"Verweigert die Netzbetreiberin die Durchleitung, hat sie der Durchleitungsberechtigten innert zehn Tagen die Gründe dafür schriftlich darzulegen."

CP und ps-vd fragen sich, weshalb für den Nachweis fehlender Kapazität ein Zeitraum von 10 Arbeitstagen eingeräumt wird.

Absätze 5 und 6:

VSE; BKW, EGL, ESI, Watt und 6 weitere Eingaben plädieren für Streichen der beiden Absätze, da diese Bestimmungen nicht umsetzbar und das Verteilnetz ohnehin nicht zum Transitieren bestimmt ist. Im Übertragungsnetz (Art. 4 EMV) sind diese Regelungen nach Meinung der Watt und Kons. hingegen angebracht.

WEKO weist darauf hin, dass mit Absatz 5 die latente Gefahr ungerechtfertigter Kündigungen von Durchleitungsverträgen durch die Netzbetreiber besteht. Aufgrund von temporären Schwankungen bei Angebot und Nachfrage von Strom könnten Durchleitungsverträge nämlich nicht immer in vollem Umfang genutzt werden. WEKO schlägt daher folgende Ergänzung von Absatz 5 vor:

"... Netzbetreiberin decken. Vorbehalten sind temporäre Abweichungen."

Zum Erläuternden Bericht (S. 5) weist sn energie darauf hin, dass die Netze auf eine höhere Last ausgelegt sein müssen als auf die Tageshöchstlast, da sonst die Lage versorgungskritisch wird. Die Passage ist entsprechend zu ändern.

3.5 Artikel 4 (Durchleitung bei nicht ausreichender Kapazität im Übertragungsnetz)

Zu diesem Artikel haben sich 26 Vernehmlasser geäußert. Davon haben sich CSC und Coop explizit und vorbehaltlos hinter diese Bestimmungen gestellt. Wie bereits unter Artikel 3 EMV erwähnt, lehnen dieselben Westschweizer Kreise mit denselben Argumenten (überflüssig, bürokratisch, kostentreibend) auch diesen Artikel ab.

Absatz 1:

Die Branche möchte hier die bestehenden langfristigen Verträge (VSE; BKW, ESI; implizit sn energie, eos) bzw. die Exporte (atel, EGL, eos) einfügen. Im ersteren Fall geht es um die Vorrangstellung der laufenden langfristigen Verträge bis zu ihrem Ablauf (und nicht nur auf 10 Jahre befristet); im letzteren sind die Energieüberschüsse angesprochen, die aus dem Betrieb inländischer Kraftwerke (v.a. Wasserkraftanlagen) resultieren. Der Formulierungsvorschlag lautet:

"Bei der Zuteilung von Kapazität ... und Endverbraucher, bestehende gültige Verträge bzw. Exporte und die Lieferung von Regel- und Ausgleichsenergie jederzeit Vorrang. Artikel 30 Absatz 2 EMG bleibt vorbehalten."

Von Konsumenten- und Umweltseite werden die Prioritäten bei der Zuteilung von Kapazität anders gesetzt. Ähnlich wie in Artikel 3 fordern die einen die Bevorzugung der Versorgungssicherheit und der erneuerbaren Energien (acsi, FRC), andere die Priorisierung der erneuerbaren Energien aus inländischen vor den ausländischen Kraftwerken (WWF) und wieder andere verlangen, dass den inländischen vor den ausländischen Kraftwerken und Strom aus erneuerbaren vor den nicht erneuerbaren Energien der Vorzug gegeben wird (FRC, kf, SKS).

Absatz 2:

SP und SKS halten die "Kann"-Vorschrift für zu schwach und verlangen, dass die Zuteilung zwingend via wettbewerbsrechtliche Verfahren geschieht.

WEKO weist darauf hin, dass wettbewerbliche Verfahren nicht auf Importe, Transite und Exporte beschränkt werden sollten, da ja Engpässe auch andernorts entstehen könnten. Zudem droht dem Importstrom bei dieser Beschränkung eine Wettbewerbsbehinderung, wenn nämlich die entsprechenden Durchleitungsrechte mittels Auktionsverfahren zu einem höheren Preis erworben werden müssen als die Durchleitungsrechte für inländischen Strom ohne Auktionsverfahren. Die Kommission macht deshalb folgenden Straffungsvorschlag:

"Die schweizerische Netzgesellschaft kann verfügbare Kapazität für Importe, Transite und Exporte nach wettbewerblichen Verfahren, insbesondere Auktionen, zuteilen."

Absatz 3:

Der hier geforderte Nachweis für die Gefährdung der Versorgungssicherheit ist für die Branche (atel, BKW, SBDK) im Regelfall unverhältnismässig. Die Informationspflicht sollte hier ausreichen. Im Streitfall ist unbestritten, dass die Beweislast bei der schweizerischen Netzgesellschaft liegt und demzufolge ein Nachweis notwendig ist. Straffungsvorschlag:

"... innert zehn Tagen die Gründe dafür schriftlich darzulegen." (Nebensatz streichen)

Wie bei Artikel 3 fragen sich CP und ps-vd auch hier, weshalb für den Nachweis fehlender Kapazität ein Zeitraum von 10 Arbeitstagen eingeräumt wird.

Watt und 6 weitere Vernehmlasser schlagen vor, die Absätze 5 und 6 von Artikel 3 EMV in Artikel 4 EMV zu transferieren, da diese Regelungen im Übertragungsnetz (nicht aber im Verteilnetz) sinnvoll sind.

3.6 Artikel 5 (Durchleitung bei nicht ausreichender Kapazität im Bahnstromnetz)

Dieser Artikel scheint unumstritten zu sein, nimmt doch lediglich eine Stellungnahme (BAV) Bezug darauf. Die hier aufgeführten Regelungen, insbesondere der Vorrang der Bahnstromversorgung, werden vollumfänglich gutgeheissen.

3.7 Artikel 6 (Anrechenbare Kosten)

Absatz 1:

VSE, die ihm nahe stehenden Verbände sowie die überwiegende Mehrheit der Unternehmen und Organisationen der Elektrizitätswirtschaft fordern, dass der Bezug zum Vergleichswert (und somit auch Art. 8) gestrichen wird.

Absatz 2:

Dieser Absatz wird grundsätzlich von keinem Vernehmlasser kritisiert. In Frage gestellt wird der Verweis auf Anhang 1 vom VSE und den meisten Unternehmen und Organisationen der Elektrizitätswirtschaft dadurch, dass als Variante ein Verweis auf das Kostenrechnungsschema des VSE und der Verbindlicherklärung desselben vorgeschlagen wird.

Absatz 3:

Die Grundsätze der Berechnung der Kapitalkosten bilden einen zentralen Streitpunkt und werden von praktisch allen Vernehmlassern kommentiert:

ZH, UR, BL, SH, AR, AI, SG, TG, TI, VS, RKGK; UREK N; SP; FRC, kf, SKS schlagen vor, dass eine differenziertere Lösung anstelle des Buchwertansatzes, bspw. der Anschaffungszeitwert, gefunden werden muss, welche weder die Netzgesellschaften wirtschaftlich in ihrer Existenz bedroht, noch die Konsumenten für bereits geleistete Amortisationen zusätzlich belastet. CFEE schlägt die Anwendung des Substanzwertes vor. ESR schlägt vor, einen Wert zwischen Buchwert und Wiederbeschaffungswert festzulegen.

BS und IWB fordern die Berechnung der kalkulatorischen Abschreibungen und Zinsen auf Basis der Anschaffungswerte. Abschreibungen sollen auf der Basis des Wiederbeschaffungszeitwerts vorgenommen werden. VS und RKGK beantragen, dass die Berechnungsgrundlage auf Basiswerten gesucht werden sollte, welche keine Erhöhung der Durchleitungskosten zur Folge hat, den Besonderheiten der Abschreibungspraktiken der kommunalen Elektrizitätswerke Rechnung trägt sowie vollzugstauglich ist. VPE erachtet den Buchwertansatz als kritisch, ohne jedoch einen konkreten Gegenvorschlag zu präsentieren.

EWS und Muhen schlagen als Kompromiss Wiederbeschaffungs-Zeitwerte als Basis für kalkulatorische Abschreibungen und Buchwerte als Basis für kalkulatorische Zinsen vor. AEK schlägt vor, die

kalkulatorischen Abschreibungen auf dem kalkulatorischen Wiederbeschaffungswert, die kalkulatorischen Zinsen auf dem Wiederbeschaffungsrestwert zu berechnen. swisspower und EWZ halten am Wiederbeschaffungswert fest, schlagen aber für die Übergangsfrist bspw. eine Meldepflicht oder verschärfte Kontrollen vor.

LU, SZ, NW, SO, AG, JU, EnDK; CVP, FDP, SVP; VSEI; ACE, ISKB, SEV, VEE, VSE; PKES; SSV und die überwiegende Mehrheit der Unternehmen und Organisationen der Elektrizitätsbranche verlangen ausdrücklich die Anwendung des Wiederbeschaffungswerts bzw. des Wiederbeschaffungszeitwerts als Bewertungsansatz. SZ und EnDK verweisen zudem auf fehlende Konsistenz der Bewertungsansätze in den Artikeln 6 und 8 (Wiederbeschaffungswert).

IGEB, SGCI, SWISSMEM, ZPK; EKV; Migros; Glas, Hiag, JURA, McDonalds, Tela, VSSV, Watt unterstützen die vorgeschlagene Ermittlung der kalkulatorischen Kosten nach Buchwerten und lehnen die Forderung nach Anwendung der Wiederbeschaffungswerte entschieden ab. Greenpeace und WWF erachten den vorgeschlagenen Bewertungsansatz als geeignete Basis. Coop unterstützt grundsätzlich die Vorgaben.

Für AVES sind die Vorgaben zu eng gefasst und entsprechen nicht den Anforderungen einer funktionierenden Marktwirtschaft.

SES äussert Zweifel, ob mit den Vorgaben die beabsichtigte Transparenz und die Eingrenzung der Durchleitungsvergütung erreicht werden kann.

Für die SATW bildet die Kostenrechnung die Basis zur Ermittlung der Kosten.

Absatz 4:

Dieser Absatz wird nicht kommentiert.

Absatz 5:

TI weist auf den kantonalen Gesetzesentwurf hin, der für das ganze Kantonsgebiet eine Gesellschaft der Netzbetreiberinnen mit einheitlichen Durchleitungsvergütungen vorsieht.

Für SSV und SWS widerspricht die Bestimmung, dass bei Zusammenschlüssen eine wirtschaftliche Einheit gebildet werden muss, der Maxime von unterschiedlichen Kostenstrukturen von Stadt und Land, was Benchmarks erschwert oder verunmöglicht.

Yverdon-les-Bains vermerkt, dass wegen der Kompetenzregelung des EMG (Kantone regeln Zuteilung der Netzgebiete) diese Bestimmung nicht respektiert werden kann.

3.8 Artikel 7 (Verrechnung der Kosten zwischen den Spannungsebenen)

Die Beibehaltung der vorliegenden Formulierung "Dabei werden die Kosten zur 30 Prozent nach dem Endverbrauch der zu belastenden und der unteren Spannungsebenen umgelegt. 70 Prozent der Kosten werden nach den halbjährlichen Höchstleistungen (1. Oktober – 31. März und 1. April – 30. September) umgelegt, welche die zu belastende Spannungsebene von der höheren Ebene beansprucht." befürworten LU, TI (vorbehältlich der Übereinstimmung mit den im Kanton bestehenden Interessen), IGEB, ZPK, EKV und Glas.

Coop unterstützt die vorgeschlagene Aufteilung von 30 Prozent : 70 Prozent und schlägt die Einfügung eines zweiten Absatzes vor:

"² Blindenergie und Blindleistungskosten sind getrennt auszuweisen und den Verbrauchern verursachergerecht in Rechnung zu stellen."

Im gleichen Sinne äussert sich auch EEF.

NW; EWB, EWH, ewz, onyx, SIE SA, swisspower, Thun und Winterthur beantragen, die im Entwurf vorgeschlagene 30/70 Kostenschlüsselung auf jährliche Höchstleistungen abzustellen. Dies fordert auch die FDP, welche jedoch die Prozentverhältnisse von 70/30 als arbiträr erachtet und eine Klärung des Verhältnisses zu Artikel 11 (Systemdienstleistungen für Eigenerzeuger und Bahnstromnetze) fordert. Eine Präzisierung des Verhältnisses von Artikel 7 zu Artikel 11 beantragt auch das BAV.

ZH, SO und VSSV sprechen sich für einen kleineren Prozentsatz als 70 Prozent für die Leistung aus. BL beantragt, 35 Prozent der Kosten nach Endverbrauch, 65 Prozent der Kosten nach Nettoleistung bei halbjährlicher Abrechnung der Leistungsspitze.

Für UR, VS und RKGK ist die im Verordnungsentwurf enthaltene Aufteilung nach 30 Prozent Bruttoenergie (Verbrauch) und 70 Prozent Nettoleistung der letzte noch akzeptable Kompromiss, für ESR akzeptabel, wobei allerdings die Nettoleistung nach monatlicher Höchstleistung umzulegen wäre.

WKK beantragt, die Verrechnung der Höchstleistung auf Monatswerte und Lastprofile aufzubauen.

Sierre schlägt vor, jene monatliche Höchstleistung zu berücksichtigen, in welcher die Höchstlast im schweizerischen Netz auftritt.

Den Branchenvorschlag, d.h. 35 Prozent nach Endverbrauch, 65 Prozent nach jährlicher Höchstleistung, unterstützen BS, VSEI, SEV, VEE, VSE, SSV, BKW, Enerdis, ESI, EW Höfe, ewl, EWZCH, IWB, SEFA, sgsw und VELO. Die Kostenwälzung soll nach Spannungs- und nicht nach Netzebene erfolgen. Die meisten dieser Vernehmlasser fordern zudem einen zweiten Absatz mit dem Wortlaut:

"² Die Verrechnung der Systemdienstleistungen unterliegt nicht den genannten Kostenwälzungsgrundsätzen."

AEK befürwortet einen kleineren Prozentsatz für die Leistung, d.h. eher 60 als 70 Prozent, schliesst sich aber generell dem Branchenvorschlag an.

Den früheren Branchenvorschlag, d.h. 50 Prozent nach Endverbrauch, 50 Prozent nach jährlicher Höchstleistung, fordern TG, EBL, EBM und Yverdon-les-Bains (mindestens jedoch 35 %/65 %). Dieser Forderung schliessen sich auch PKES, Altstätten, axpo, Berneck, Diepoldsau, Ebnet-Kappel, EKZ, EWVA, ibk, IG Rheintal, Niederhelfenschwil, Rüthi, SAK, Schmerikon, TBF, TBM, VAS, VBE, VTE, Waldkirch, Widnau, Wittenbach, Würenlingen, Zuzwil, an, die einen zusätzlichen zweiten Absatz beantragen:

"² Blindenergie und Blindleistungskosten sind getrennt auszuweisen und den Verbrauchern verursachergerecht in Rechnung zu stellen."

sn energie ist der Auffassung, dass gesamtschweizerisch eine 50 Prozent/50 Prozent-Lösung anzustreben wäre, würde aber ein 60 Prozent/40 Prozent-Aufteilung als genügend erachten.

EKT fordert: Die Jahreskosten sind nach 70 Prozent Energie Brutto und 30 Prozent Leistung Netto umzulegen. Die Leistung wird als Jahresstundenmaximum durch die Netzbetreiberin der höheren Spannungsebene ermittelt. Die Kostenumlage gilt für die Netzebenen einer Netzbetreiberin. Zwischen Netzbetreiberinnen werden Durchleitungsvergütungen nach Artikel 9 Absatz 2 verrechnet.

atel, EGL und SBDK beantragen eine separate Lösung für das Übertragungsnetz, die Überwälzung nach dem gesamten Endverbrauch. Für die Verteilebenen fordert atel den ursprünglichen Branchenvorschlag 50/50 mit jährlicher Abrechnung. EGL und SBDK schliessen sich letzterem an, ohne sich jedoch konkret zu den prozentualen Anteilen zu äussern. Alle drei beantragen zudem einen neuen Absatz, wonach die Verrechnung der Systemdienstleistungen nicht den genannten Kostenwälzungsgrundsätzen unterliegt.

SZ, JU und EnDK fordern eine nochmalige Überprüfung des früheren Vorschlags der EnDK, welcher einen Verteilschlüssel von 90 Prozent nach Nettoleistung und 10 Prozent nach Bruttoanteil auf Energie vorsieht.

AG kritisiert, dass mit der vorliegenden Formulierung weder der Vorschlag der EnDK noch jener der Elektrizitätsbranche berücksichtigt wird.

Die SP bevorzugt die reine Nettomethode.

SES; Greenpeace, WWF und SATW bemängeln, dass mit dieser Regelung energiepolitische Signale zu Ungunsten unregelmässiger, sparsamer Verbraucher, dezentraler Produktion sowie Spitzenstrom gesetzt werden. Ähnlich äussert sich die EV, die eine Überarbeitung fordert, die den Anliegen der dezentralen Stromerzeugung Rechnung trägt.

3.9 Artikel 8 (Effizienzorientierte Durchleitungsvergütung)

SP; kf und SKS erachten Vergleichswerte des Bundesamtes für notwendig, um eine Abwälzung unnötiger Kosten auf die Kundinnen und Kunden zu verhindern.

UR, VS und RKGK begrüssen, dass mittels Benchmark die Effizienz auch im monopolistisch verbleibenden Netzbereich sichergestellt werden soll. Diese Bestimmung soll jedoch nochmals auf ihre Gesetzeskonformität überprüft werden. UR und VS möchten nur jene Punkte geregelt haben, welche für eine effiziente Funktion der Durchleitung notwendig sind.

ZH und Sierre geben zu bedenken, dass sich ein reiner Preisdruck negativ auf die Versorgungssicherheit auswirken kann, weshalb konkrete Kriterien technischer und betrieblicher Art (Unterbruchshäufigkeit und -dauer), die Aufschluss über die Qualität des Netzes geben, beizuziehen wären.

TI begrüsst die Einführung des Effizienzkonzepts, ist aber gegen detaillierte Bestimmungen, die nicht mit dem Gesetz übereinstimmen.

ewz akzeptiert das Benchmarking als Instrument zur Beurteilung und Erhöhung der Effizienz. Anstelle der sehr aufwändigen und komplizierten Methode sollten alternative Modelle geprüft werden.

SH, AR, AI, SG und TG verlangen die Nennung konkreter Kriterien zur Beurteilung von Effizienzsteigerungen, sofern der Bundesrat entgegen dem im Gesetz festgelegten Kooperations- und Subsidiaritätsprinzip am vorliegenden Konzept festhalten sollte. Ähnlich äussern sich auch AEK und ReLL.

GB, Enerdis und Lausanne kritisieren, dass mit dem vorgesehenen Benchmarking bedeutende Einschnitte in den Netzunterhalt vorgenommen werden, welche zu einer Vervielfachung von Pannen, einer Verschlechterung der Dienstleistungsqualität und dem Abbau von Arbeitsplätzen führen, ohne dabei erhebliche Kostenvorteile für die Konsumentinnen und Konsumenten zu ermöglichen. Ähnlich äussern sich CSC und Yverdon-les-Bains.

Die Festlegung einer Ertragsobergrenze schützt gemäss ps-vd zwar die Konsumenten, nicht jedoch die Netzbetreiberinnen. Dieses Instrument kommt dem Beispiel Kaliforniens nahe.

FDP und EWH zweifeln, ob das vorgeschlagene Verfahren gemäss Ausführungen im Erläuternden Bericht (Vergleich der anrechenbaren Kosten auf Basis Buchwerte mit den Kosten auf Basis Wiederbeschaffungswerte durch die Netzbetreiberin) möglich ist. Erweiterungsinvestitionen, die noch keine oder nur ungenügende Erträge generieren, würden bei einem solchen Vergleichsverfahren die betreffende Netzbetreiberin benachteiligen (schlechtere Kreditkonditionen).

Für SSV und SWS besteht eine Logikdiskrepanz der Bewertungsansätze zwischen Artikel 6 (Buchwert) und Artikel 8 (Wiederbeschaffungswert).

Für IGEB, SWISSMEM, ZPK, Glas und VSSV sind gegenüber dem Vorentwurf zur Verordnung Rückschritte gemacht worden, indem die Möglichkeit von Betriebsvergleichen und das Instrument der Effizienzvorgabe eliminiert worden sind. Die betreffenden Vernehmlasser beantragen, dass beide Instrumente wieder eingeführt werden sollen.

FRC fragt, ob die dem Bundesamt zugewiesenen Mittel und Kompetenzen ausdrücklich vorgesehen sind.

Das BAV vermerkt, dass Vergleichswerte für das Bahnstromnetz illusorisch sind, da sich kein vergleichbares Netz in der Schweiz findet. Die fehlende Vergleichsgrösse und damit das Problem der Umsetzung geben der SBB entsprechenden Spielraum.

FSP, VSEI; SEV, VEE, VSE; PKES; SATW; Berneck, BOG, Ebnet-Kappel, EW Höfe, Gruyère, Klingnau, Niederhelfenschweil, Oberbüren, Rüthi, SEFA, sgsw, St. Gallen, VBE, VKE, Widnau, Windisch, Wittenbach, Zuzwil. Altstätten, axpo, BKW, Diepoldsau, EGL, EKZ, eos, ESI, ESR, EWVA, IBB, ibk, IG Rheintal, rsp, SAK, Schmerikon, Sevelen, sopracenerina, TBF, TBM, VAS, VELO, Waldkirch, Wetzikon und Würenlingen fordern die Streichung dieses Artikels, bzw. die Einhaltung der Gesetzeskonformität und die Kompetenzdelegation gemäss EMG. Dem Bundesamt wird ohne gesetzliche Grundlage die Rolle eines Regulators zugewiesen. Gemäss Artikel 6 Absatz 3 EMG erlässt der Bundesrat lediglich Grundsätze für die Vergütung. Die Festlegung der Durchleitungsvergütung ist gemäss Artikel 10 EMG Aufgabe der Netzbetreiberin. Die Beurteilung der Durchleitungsvergütung einschliesslich Effizienz des Netzbetriebs ist ausschliesslich Aufgabe der Schiedskommission.

In Ermangelung genügend verlässlicher Kriterien, welche die Vorhersehbarkeit von Qualitätsverschlechterungen und vernachlässigtem Unterhalt der Netze erlauben würden, soll nach Ansicht von SIE SA der Artikel gestrichen werden.

EBL beantragt die Streichung der Vorgaben zur Berechnung des Ertragsobergrenzen Benchmarks.

AEW und EKT beantragen die Streichung der Absätze 4 - 7 mit Hinweis auf fehlende Rechtsgrundlage.

Absatz 1:

Die Pü beantragt die Streichung des zweiten Satzes.

CP vermisst eine klare Definition des Wiederbeschaffungswertes.

Gemäss EBM ist ein Effizienzvergleich nur schlüssig, wenn auch Wiederbeschaffungswerte zur Anwendung gelangen. EBM erachtet es als sehr fragwürdig, wenn Effizienzvergleiche durch eine aussenstehende regulatorische Instanz durchgeführt werden.

Absatz 2:

Die Möglichkeit zur Abwälzung von Abgaben an die öffentliche Hand auf die Konsumenten entspricht gemäss SGCI und EKV einer kalte Gewinnabschöpfung. Diese sind durch ein geeignetes Instrument zu verhindern. Der EKV schlägt hierzu die Einführung von Benchmarks, die auch internationale Vergleiche zulassen, sowie Effizienzvorgaben vor.

Absatz 3:

Der rheinaubund beantragt, dass auch Gesundheits- und Umweltschutzmassnahmen als nicht beeinflussbare, strukturelle Verhältnisse aufzuführen sind.

CP möchte konkrete Beispiele für nicht beeinflussbare, strukturelle Verhältnisse.

Absatz 4:

Die WEKO beantragt, nach dem Modell einer Price-Cap-Regulierung für die jährliche Ertragsobergrenze einen adäquaten Preisindex sowie bei denjenigen Unternehmen, bei welchen das Bundesamt eine Ertragsobergrenze festlegt, den erwarteten Produktivitätsfortschritt einzubeziehen. Im Weiteren beantragt die WEKO, dass Effizienzsteigerungen innerhalb einer Regulierungsperiode nicht als Monopolrenten nach Artikel 6 Absatz 2 EMG gelten sollen.

EV ortet hier die Grundsteinlegung für eine staatliche Preisaufsicht bzw. –festsetzung, welche aus ordnungspolitischer Sicht verfehlt ist. Nach Auffassung von EV und CP ist die Festsetzung einer Ertragsobergrenze mit einem liberalen Wirtschaftssystem bzw. der Liberalisierung nicht vereinbar.

atel und SBDK beantragen eine Mindestdauer der Regulierungsperiode von 5 Jahren.

Absätze 5 und 6:

Nach Ansicht von CP sind die zu erwartenden administrativen Zusatzkosten im Widerspruch zur Liberalisierung.

EBM bemängelt, dass die 90-tägige Meldefrist vor Beginn der Regulierungsperiode zu lang und jene nach Ablauf der Regulierungsperiode zu kurz ist (Jahresabschluss).

Absatz 7:

BS und IWB beantragen die Ergänzung: "Erhöhen sich die Kapitalkosten aufgrund von Investitionen oder grösseren Zinsänderungen am Kapitalmarkt erheblich, (...)".

EBM beantragt den Begriff "erheblich" zu streichen, weil für jede notwendige Investition die Kapitalkosten anrechenbar sein sollten.

3.10 Artikel 9 (Festlegung der Durchleitungsvergütung)

Für GB, CSC, Enerdis, La Chaux-de-Fonds, Lausanne, Yverdon-les-Bains ist dieser Artikel inakzeptabel. Es besteht die Gefahr, dass dadurch die Kosten von Kunden, die häufig ihre Lieferanten wechseln, von den anderen Kunden zu tragen sind. In Zusammenhang mit Artikel 7 würde zudem den Kleinkonsumenten ein Leistungspreis von 70 Prozent der Netzkosten aufgezwungen, was zu Strompreiserhöhungen führt.

Für FDP und CP sind die vorgeschlagenen Bestimmungen zu kompliziert und intransparent, was zu erheblichen Vollzugsproblemen führen könnte.

Absatz 1:

VSE; atel, BKW, EGL und ESI beantragen mit Hinweis auf Artikel 10 EMG die Neuformulierung:

"¹ Die Netzbetreiberinnen legen jährlich ihre Durchleitungsvergütung fest. "

Absatz 2:

VPE will an der Definition einer Spannungsebene, die eine der vier Leitungsebenen gleicher Spannung und der nächsthöheren Transformationsebene umfasst, unbedingt festhalten, um dadurch Versorgungssicherheit und –qualität sicherzustellen. Auch IGEB, ZPK und Glas sind damit einverstanden, dass nur noch vier anstelle der bisherigen sieben Ausspeiseebenen vorgesehen werden.

EKZ, ewz, lbk, swisspower, Thun, Winterthur begrüßen das 4-Ebenen-Modell, welches die Preisolidarität gemäss Vorgaben EMG gewährleistet.

SP und SKS beantragen die Neuformulierung von Buchstabe c "einheitliche Vergütung pro Spannungsebene", wodurch verhindert werden soll, dass Kleinkonsumenten diskriminiert werden. Migros; HIAG, IGEB, JURA, McDonalds, Tela, Watt verlangen ebenfalls die Streichung von "und Kundengruppe", um das Ziel der Wettbewerbsneutralität nicht zu unterlaufen.

acsi, FRC und kf fordern, dass gemäss Buchstabe b die Distanz ausdrücklich nicht Kriterium für die Vergütung sein soll, um eine Diskriminierung von Kunden in abgelegenen Ortschaften zu verhindern.

STV fordert die Berücksichtigung der Distanz, um die dezentrale und verbrauchsorientierte Versorgung zu unterstützen.

NW, BS; AEK, EBM, IWB, onyx, sn energie sind mit dem vorgeschlagenen 4-Ebenen-Modell nicht einverstanden und verlangen, dass das von der Branche vorgeschlagene 7-Ebenen-Modell umgesetzt wird.

VSE; atel, BKW, eos, ESI, SIE SA beantragen folgende Formulierung in Buchstabe c: "... Vergütung pro Netzebene und Kundengruppe" und somit das 7-Ebenen-Modell.

Nach Auffassung von EWH gibt es zur Frage, ob die Durchleitungskosten nach 4 Spannungs- oder 7 Netzebenen zu differenzieren sind, keine einzig richtige Antwort. EWH empfiehlt deshalb eine Übergangsbestimmung, welche eine Preiserhöhung aufgrund des Übergangs von 7 zu 4 Ebenen ausschliessen soll und empfiehlt die Auswirkungen beider Modelle mit der Branche zu prüfen.

IGEB, SWISSMEM, ZPK und Glas beantragen, dass von der Festlegung von Vergütungen (plural) die Rede ist.

Absätze 3 und 4:

BS und IWB halten die in Absatz 3 festgehaltene Regelung über die Struktur der Durchleitungsvergütung für ausreichend. Absatz 4, welcher dem Departement die Kompetenz überträgt, Richtlinien zur Struktur zu erlassen, ist daher zu streichen.

VSE; atel, BKW, EGL, ESI beantragen die Neuformulierung: "³ Die Netzbetreiberinnen erarbeiten Mindestanforderungen für die Struktur der Vergütung. Das Departement kann dazu Grundsätze erlassen." sowie die Streichung von Absatz 4.

AEK und ReLL fordern die Streichung von Absatz 3, da die Preisgestaltung Sache der Unternehmen ist. IBA, Muhen, Oberentfelden, beantragen ebenfalls die Streichung von Absatz 3, da auch andere Preismodelle, bspw. mit Pauschalkomponente verursachergerecht transparent, einfach und kostenorientiert sind.

SES beantragt, mit zeitvariablen Arbeitspreisen einheitliche und vergleichbare Durchleitungs-Tarife vorzuschreiben.

Migros; HIAAG, IGEB, JURA, McDonalds, Tela, Watt beantragen die Neuformulierung von Buchstabe a: "Die Durchleitungsvergütung setzt sich aus einem Leistungs- und einem Arbeitspreis zusammen.", um die Möglichkeit mehrere Leistungs- und Arbeitspreise je Spannungsebene auszuschliessen.

EKZ, energiepool, ibk, SIE SA, VKE, Wetzikon, Windisch beantragen die Neuformulierung von BOG, Buchstabe a: "... setzt sich aus Leistungs-, Grund- und Arbeitspreisen ...", da Kleinkunden ohne Grundpreis einen zu geringen Beitrag an die allgemeinen Netzkosten leisten.

EKT fordert die Streichung des zweiten Satzes von Buchstabe a (Berücksichtigung der Gleichzeitigkeit individueller Netzbelastung) mit der Begründung, dass dies technisch nicht umsetzbar ist.

IB Zürich beantragt bei Buchstabe b folgenden Nachsatz: "Dabei ist der Grundsatz eines möglichst hohen Anteils verbrauchsabhängiger Komponenten zu beachten.", da die Vorgaben über die Struktur der Durchleitungsvergütung unter energiepolitischen Gesichtspunkten zu wenig konkret sind.

EWB, ewl, ewz, IG FKW, swisspower, Thun beantragen mit Hinweis auf die EVED-Empfehlungen für Tarife von leitungsgebundenen Energien vom Mai 1989 folgende Anpassungen: Buchstabe a: "Die Durchleitungsvergütung setzt sich aus Leistungs- und Arbeitspreisen zusammen. Die Arbeits-

preise können zeitvariabel sein. Bei der (...)" ; Buchstabe b: "... verrechnet werden oder der Leistungspreis kann auf den Arbeitspreis umgelegt werden."

SSV; SIE SA, SWS, Wetzikon, Windisch beantragen, dass gemäss Buchstabe c Gebühren für Rechnungsstellung und Datenbereitstellung (im Rahmen einer Grundgebühr) weiterhin zulässig sind.

acsi und FRC begrüßen, dass den Konsumentinnen und Konsumenten jegliche Informationen gratis und ohne Zusatzkosten zur Verfügung zu stellen sind.

Absatz 5:

VSE; atel, BKW, ESI beantragen die Formulierung anzupassen: "⁵ ... Vergütung pro Netzebene und Kundengruppe ..."

Absatz 6:

TI wünscht vom Departement eine Bewertung und Erläuterungen zu möglichen Konsequenzen für die Produzenten von Elektrizität aus Wasserkraft, die aus der Einführung einer Vergütung für die Einspeisung von Energie resultieren könnten.

3.11 Artikel 10 (Mitteilung und Veröffentlichung der Durchleitungsvergütung)

LU, UR, SZ, NW, SO, BL, TI, VS, JU, EnDK, RKGK beantragen die Ergänzung "teilen dem Bundesamt und den Kantonen ihre Durchleitungsvergütungen ..." bzw. "und den Standortkantonen", damit diese ihre Aufgabe gemäss Artikel 12 Absatz 2 wahrnehmen können.

CP fragt, wie vorzugehen ist, wenn eine Netzbetreiberin ihre Durchleitungsvergütung während und nicht per Ende des Jahres anpassen muss.

SIE SA beantragt, dass die Termine von Artikel 10 und Artikel 8 harmonisiert werden. SIE SA vermerkt, dass durch die Meldepflicht bis 30. November die Versorgungsunternehmen zur Kostenrechnung nach hydrologischem Jahr gezwungen werden, während die meisten Unternehmen per Ende des Kalenderjahrs ihren Rechnungsabschluss durchführen.

AEW und EKT schlagen ein zeitlich gestuftes Vorgehen vor, da Netzbetreiberinnen unterer Spannungsebene zur Berechnung ihrer Durchleitungsvergütungen auch die Kostenangaben der oberliegenden Netze benötigen.

AEK stellt fest, dass gemäss EMG die Durchleitungsvergütungen zu veröffentlichen sind, gemäss Entwurf zusätzlich dem Bundesamt mitzuteilen sind, was Mehraufwand bedeutet. Zudem ist die Schiedskommission und nicht das Bundesamt für Überwachung und Beurteilung der Durchleitungsvergütungen zuständig.

3.12 Artikel 11 (Systemdienstleistungen für Eigenerzeugerinnen und Bahnstromnetze)

FDP; EWH und sn energie empfehlen eine Überprüfung der Vereinbarkeit von Artikel 7 und Artikel 11 in Zusammenarbeit mit der Branche, da gemäss Artikel 7 eigenerzeugte Energie nach dem Bruttoprinzip in die Kostenwälzung zwischen den Spannungsebenen eingerechnet, in Artikel 11 jedoch wieder ausgeschlossen werden.

SGCI fordert, dass die Netto-Methode unbedingt beizubehalten ist, da andernfalls Industriebetriebe mit Eigenerzeugung, welche das Netz nur während einiger Stunden pro Jahr benützen, für ihre Eigenproduktion mit 100 Prozent der Durchleitungsgebühren belastet werden.

SES beantragt Streichung des Artikels mit der Begründung, dass mit der Preiskategorie "Systemdienstleistungen" die unentgeltliche Durchleitung von Elektrizität aus erneuerbaren Energien unterlaufen und damit ein Instrument geschaffen wird, mit dem die dezentrale Wärme-Kraft-Kopplung finanziell belastet werden kann.

atel, EGL und SBDK beantragen die Streichung von Absatz 1, da die beanspruchten Systemdienstleistungen nicht definiert, nicht ermittelbar und nicht individualisierbar sind.

Für eos ist die Interpretation des Begriffs beanspruchte Systemdienstleistungen unklar. eos beantragt einer Neuformulierung, um Auslegungskonflikte zu vermeiden.

EWB, ewz, IWB, swisspower, Thun, Winterthur beantragen Absatz 1 folgenden Satz hinzuzufügen: "Beim Angebot von Energie-Contracting sind die Elektrizitätsversorgungsunternehmen den Eigenerzeugerinnen gleichgestellt." Dieser Antrag wird damit begründet, dass Stadtwerke sich stark im Bereich Energie-Contracting engagieren, auch im Zusammenhang mit dem Stromlabel "nature-made star". Ohne Gleichstellung mit Eigenerzeugerinnen würden diese Energieversorgungsunternehmen diskriminiert und das Label gefährdet.

EWB, ewl, ewz, swisspower und Thun beantragen die Aufnahme eines neuen Artikels 11^{bis}: "Die Durchleitung für den Betrieb von Pumpen zur Speisung von Pumpspeicherwerken ist vergütungsfrei.", um für die entsprechende Energie eine zweimalige Belastung mit der Durchleitungsvergütung zu vermeiden.

3.13 Artikel 12 (Angleichung unverhältnismässiger Unterschiede der Durchleitungsvergütung)

Mit 25 Prozent einverstanden:

ZH, SH, AR, AI, SG, TG; SP; kf, SKS erachten die Grenze von 25 Prozent als vertretbaren Kompromiss bzw. begrüßen die Schaffung eines Ausgleichsfonds bei Überschreitung dieses Wertes. Mit dem Wert von 25 Prozent sind IGEB sowie Swissmen, ZPK und Glas ausdrücklich einverstanden.

FRC begrüsst zwar die Festlegung des Schwellenwertes von 25 Prozent, kann aber seine Relevanz nicht einschätzen. Dieser Schwellenwert sollte aber auch innerhalb eines Kantons Gültigkeit erhalten.

UR, VS, RKGK erachten den Prozentsatz von 25 Prozent als oberste Grenze und beantragen dessen periodische Überprüfung durch Anfügung eines neuen Absatz 3 mit folgendem Wortlaut: "³ Der in Absatz 1 festgelegte Prozentwert wird periodisch überprüft, erstmals 2 Jahre nach Inkrafttreten des Gesetzes."

Weniger als 25 Prozent:

LU und EnDK erachten den Ansatz von 25 Prozent als zu hoch und beantragen eine Absenkung auf 20 Prozent.

Für TI könnte der Schwellenwert von 25 Prozent zu hoch sein, weshalb eine Lösung gemäss EnDK oder RKGK vorzuziehen wäre.

Mehr als 25 Prozent:

SZ, BS, BL; FDP; EBL, energiepool, EW Höfe, IWB, SBDK lehnen teils mit Hinweis auf heute schon bestehende grosse Differenzen eine Nivellierung der Durchleitungsvergütungen im vorgesehenen Ausmass ab und schlagen einen Schwellenwert von 50 Prozent vor.

Für AEK werden mit einem Wert von 25 Prozent Netzzusammenlegungen durch den Kanton oder den Bund forciert, deshalb müssen Unterschiede von mindestens 50 Prozent zulässig sein.

SEV, VSE; Altstätten, atel, axpo, Berneck, BKW, Diepoldsau, Ebnet-Kappel, EGL, EKZ, ESI, ESR, EWVA, ibk, IG Rheintal, Klingnau, Niederhelfenschwil, SAK, Schmerikon, sgsw, TBF, TBM, VAS, VE-LO, Waldkirch, Widnau, Wittenbach, Würenlingen, Zuzwil beurteilen den Schwellenwert von 25 Prozent als massiv zu tief und beantragen eine Erhöhung auf 50 Prozent. Begründet wird dies mit der fehlenden Datengrundlage, der Aushebelung der Berücksichtigung von Einspeisungen auf unteren Netzebenen und dem massiven Druck auf die Struktur der Elektrizitätsversorgung.

SSV; IB Zürich und St. Gallen beurteilen die vorgesehene Interventionsgrenze von 25 Prozent als zu tief, da die Entwicklung der Durchleitungspreise aus heutiger Sicht offen ist. Es besteht zudem die Gefahr, dass die Betreiber von effizienten Netzen Betreiber von ineffizienten Netzen quersubventionieren. Die Abschöpfung von Zentralitätsvorteilen ist inakzeptabel, da diesen auch Zentralitätskosten gegenüberstehen. Sie beantragen deshalb einen Wert von 50 Prozent.

EWB, ewz, IG FKW, swisspower, Thun, Winterthur fordern eine Anhebung auf 50 Prozent und die Streichung von "und der Errichtung eines Ausgleichsfonds" im letzten Satz von Absatz 1. Sie unterstützen einen angemessenen Ausgleich zwischen Randregionen und Agglomerationen. Dies sollte aber in erster Linie durch Vereinigung von Netzen geschehen und nicht durch einen bürokratischen Ausgleichsmechanismus.

EWH ist der Auffassung, dass die Abweichungsgrenze von 25 Prozent heute schon erreicht wird. EWH empfiehlt deshalb eine Anhebung auf 50 Prozent und eine Übergangsfrist mit statistischer Auswertung vorzusehen.

AEW, VTE wünschen eine klarere Formulierung, da Artikel 6 Absatz 5 EMG nicht die durchschnittliche Durchleitungsvergütung innerhalb eines Kantons als Massstab nimmt, sondern die höchste und tiefste auf dem Kantonsterritorium, sowie eine grössere Abweichung (mindestens 50 %).

Für SGCI ist diese Bestimmung zu streichen. Allenfalls wäre die Regelung auf absolute Härtefälle einzuschränken, die beispielsweise oberhalb einer Abweichung von 50 Prozent zur Anwendung gelangen könnte.

Orbe erachtet den Wert von 25 Prozent als arbiträr festgelegt und zu tief. Besser wäre 50 oder gar 100 Prozent. EBM, EKT, onyx beantragen auch eine Erhöhung auf 100 Prozent, da die Überstrapazierung der Solidarität kosten- und preistreibend wirkt und Effizienz belohnt werden soll.

EBS beantragt, den Wert auf mindestens 75 Prozent anzusetzen. Bei vorgeschlagenen Wert von 25 Prozent ist der Eingriff in die Unternehmensautonomie und häufig auch der Gemeindeautonomie bei Unternehmen mit günstigen Preisen ausserordentlich stark und daher unverhältnismässig.

Keinen Antrag auf einen bestimmten Schwellenwert:

FR, VD, VS, NE, GE; EEF, Enerdis, Gruyère, La Chaux-de-Fonds, SEFA, SIE SA erachten den Schwellenwert von 25 Prozent als unrealistisch, wie das Beispiel Norwegen zeigt. Bei einem Vergleich wären die topografischen Verhältnisse, der Urbanisierungsgrad, die Versorgungsdichte und insbesondere die Auswirkungen von an den betreffenden Netz angeschlossenen Kraftwerken mit einzubeziehen. Letzteres kann in Zusammenhang mit der Kostenwälzung zwischen höheren und tieferen Netzen gemäss Artikel 7 entscheidende Kostendifferenzen zwischen Netzen mit und ohne Einspeisungen erzeugen. eos schliesst sich dieser Meinung an, beantragt jedoch einen Wert von 50 Prozent.

Sierre kann sich nicht zum Schwellenwert von 25 Prozent äussern, er scheint jedoch zu tief zu sein. Es wäre nötig zu präzisieren, welcher Vergleichswert herangezogen wird (Standardwerte auf Basis Wiederbeschaffungswert). Im Weiteren wäre zu präzisieren, dass sich der Vergleich auf alle drei Spannungsebenen zusammen bezieht und nicht auf jede einzelne. Der letzte Satz von Absatz 1 ist zudem zu streichen.

AG erachtet den Wert von 25 Prozent als tief, der den heute bestehenden Unterschieden nicht Rechnung trägt. Der Schwellenwert sollte daher flexibilisiert werden.

JU verlangt eine Neuformulierung von Artikel 12, um die Erhaltung der schweizerischen Kohäsion, eines der wichtigsten Ziele des Gesetzes, sicherzustellen.

acsi hätte anstelle eines festen Prozentsatzes eher eine ausdrückliche Garantie der Nicht-Diskriminierung.

SWS hält dieses regulatorische Eingriffsverfahren für unnötig und beantragt Streichung.

3.14 Artikel 13 (Kosten und Erträge aus dem internationalen Elektrizitätsaustausch)

LU, UR, SZ, BS, BL, TI, VS, JU, EnDK, RKGK; SGCI; IWB, Sierre beantragen, dass der Transitstrom die vollen Kosten für den Transport über die Alpen abzugelten hat.

Absatz 1:

VSE; Coop; Altstätten, atel, axpo, Berneck, BKW, Diepoldsau, Ebnet-Kappel, EGL, EKZ, eos, ESI, EWVA, ibk, IG Rheintal, Niederhelfenschweil, Oberbüren, Rüthi, SAK, SBDK, Schmerikon, TBF, TBM, Waldkirch, Widnau, Wittenbach, Zuzwil beantragen Streichung des Absatzes, da es in der Praxis nicht möglich ist, die Kosten für Transite, Importe und Exporte getrennt auszuweisen.

Absatz 3:

VSE; atel, BKW, ESI beantragen Neuformulierung von Buchstabe b: "vorgezogene Abschreibungen der dem internationalen Stromaustausch dienenden Anlagen des Übertragungsnetzes oder zur Finanzierung entsprechender Ausbauten des Übertragungsnetzes." mit der Begründung, dass Erträge aus dem internationalen Stromaustausch wieder diesem Bereich zufließen müssen.

EGL beantragt einen neuen Buchstabe c: "Übrig bleibende Erträge sind den Netzeigentümern gutzuschreiben, durch welche die Engpassentgelte erzielt werden konnten." Für EGL ist die Forderung

nach Beteiligung der Netzeigentümer bei marktbedingten höher erzielten Erträgen legitim wie ausländische Beispiele im Zusammenhang mit Auktionen zeigen.

3.15 Artikel 14 (Wechsel der Lieferantin und Bezug von Elektrizität ohne Liefervertrag)

Absatz 1 von Artikel 14 befürworten IGEB, FRC, Migros, WEKO, HIAG, JURA, McDonalds, Tela und Watt. Eine Begrenzung auf einen Wechsel der Elektrizitätslieferantin pro Jahr fordern 29 Vernehmlasser, davon möchten 26 zusätzliche Wechsel der neuen Elektrizitätslieferantin belasten (AEW, Altstätten, axpo, Berneck, Diepoldsau, Ebnet-Kappel, EKT, EKZ, EWVA, ibk, IG Rheintal, Niederhelfenschwil, Oberbüren, rsp, Rüthi, SAK, Schmerikon, Sevelen, sgsw, St. Gallen, TBF, TBM, Waldkirch, Widnau, Wittenbach, Zuzwil) und 3 den Konsumentinnen und Konsumenten (FDP; AEK, EWH). Ebenfalls eine Begrenzung kostenloser Lieferantenwechsel nach nicht genannter Anzahl pro Zeiteabschnitt fordern BL, EBM, onyx und Sierre. 9 Vernehmlasser fordern, dass die Wechselkosten die neue Elektrizitätslieferantin tragen soll (VSG; PKES; Dintikon, energiepool, ESR, ewl, VAS, VTE, Würenlingen). 18 möchten eine Überarbeitung des Artikels nach dem Grundsatz des Verursacherprinzips (BS, VS; CSC; SSV; BOG, CP, eos, FSP, IG FKW, IWB, Oberentfelden, Opfikon, SIE SA, sn energie, VKE, Wetzikon, Windisch, Yverdon-les-Bains). Folgende Präzisierung des Textes wünschen VSE, atel, BKW und ESI.

"... den Elektrizitätsliefervertrag fristgerecht auf einen ordentlichen Kündigungstermin dürfen ihnen ..."

GB und Lausanne äussern grundsätzliche Kritik und monieren, dass "l'on tient à subventionner les aventuriers de l'énergie au détriment de consommateurs qui privilégient la qualité de l'approvisionnement".

25 Vernehmlasser beantragen im Absatz 2 "... zu Marktpreisen ..." durch "... zu ihren Bedingungen ..." zu ersetzen (PKES; AEW, Altstätten, axpo, Berneck, Diepoldsau, Ebnet-Kappel, EKZ, EWVA, ibk, IG Rheintal, Niederhelfenschwil, Oberbüren, Rüthi, SAK, Schmerikon, TBF, TBM, VAS, VTE, Waldkirch, Widnau, Wittenbach, Würenlingen, Zuzwil). Absatz 2 ersatzlos zu streichen fordern VSE, atel und SBDK und eine Umformulierung eos und ESI. Es dürfe grundsätzlich keine Stromlieferung ohne Vertrag geben monieren enerdis, FRC, SEFA und zu hohe Preise befürchtet ps-7d. Unklarheiten in den Erläuterungen beanstandet OW.

Ein zusätzlicher Absatz zur Regelung in Fällen des Konkurses der Stromlieferantin fordern VSG und Winterthur.

3.16 Artikel 15 (Rechnungsstellung)

Mit dem vorliegenden Vorschlag einverstanden sind IGEB, Coop, Migros, SATW, EKK, HIAG, Jura, McDonalds, Tela und Watt. Grundsätzlich transparente oder einheitliche Rechnungsstellung fordern die Konsumentenorganisationen (acsi, FRC, kf, SKS) und die SP. So seien die Rechnungen für die Konsumenten nicht verständlich, monieren GB und Lausanne. Die Rechnungsparameter zu reduzieren fordert CSC und zusätzlich die Abgaben und Gebühren auf Elektrizität aufzuführen möchten SATW und AEK. AEW, Sierre und VTE wünschen die Möglichkeit, eine gemeinsame Rechnung der Elektrizität und der Netzkosten zu ermöglichen. Für SVP, Diepoldsau, EGBH, IG Rheintal, REG, Rüthi, sgsw, VSSV und Widnau handelt es sich hier um Überregulierung.

Folgende Änderung von Absatz 1 wünschen 57 Vernehmlasser (ZH, SH, AR, AI, SG, TG; VEE, VSE; PKES; SSV; Altstätten, axpo, BOG, Enerdis, EBL, Ebnet-Kappel, EKZ, Energiepool, eos, ESI, ESR,

EWB, EW Höfe, ewl, EWVA, EWZ, FSP, Gruyère, ibk, IB Zürich, IG FKW, Niederhelfenschwil, Oberbüren, rsp, SAK, Schmerikon, SEFA, Sevelen, sgsw, SIE SA, St. Gallen, TBF, TBM, Thun, VAS, VBE, VELO, VKE, VTE, Waldkirch, Wetzikon, Windisch, Winterthur, Wittenbach, Würenlingen, Yverdon-les-Bains, Zuzwil):

"Bei der Rechnungsstellung an berechtigte Endverbraucherinnen und –verbraucher ..."

Absatz 1 Buchstabe b streichen möchten SES und CP, die Systemdienstleistung und die Gratisdurchleitung separat verrechnen EBM und onyx.

18 Vernehmlasser (AEK, AEW, Altstätten, axpo, EBM, Ebnet-Kappel, EKZ, EWVA, ibk, Niederhelfenschwil, Oberbüren, SAK, Schmerikon, TBF, TBM, Waldkirch, Wittenbach, Zuzwil) schlagen in Absatz 1 einen neuen Buchstaben c "Ergänzungsenergie und Ergänzungsleistung sowie die bezogene Blindenergie;" vor (Bst. c alt wird Bst. d)

BS, BL und IWB fordern, Absatz 1 Buchstabe c folgendermassen zu ergänzen: "die sich aus einem Leistungsauftrag der Netzbetreiberin oder einer kantonalen energiegeseztlichen Bestimmung ergeben".

Absatz 2 Buchstabe b ersatzlos zu streichen, fordern SWISSMEM, AEK, EKT, eos und FSP und Herkunft durch Ursprung ersetzen der SATW. Für ps-vd ist diese Regelung untauglich.

3.17 Artikel 16 (Bilanzgruppen)

Artikel 16 wird vom EKV und VSSV unterstützt und von IGEB, ZPK und Glas nicht bestritten.

Diesen Artikel streichen und durch eine Branchenregelung ersetzen möchten 25 Vernehmlasser (PKES; Coop; Altstätten, axpo, Berneck, Diepoldsau, Ebnet-Kappel, EKZ, energiepool, EWVA, ibk, IG Rheintal, Niederhelfenschwil, Oberbüren, Rüthi, SAK, Schmerikon, TBF, TBM, VAS, Waldkirch, Widnau, Wittenbach, Würenlingen, Zuzwil). Nur ein Bilanzgebiet für die ganze Schweiz wünscht die SGCI. Grundsätzliche Kritik äussern SGB, CP und Sierre. Eine Regelzone und ein effizientes Bilanzgruppenmodell fordern BS und IWB. Nach ESI sollte die Frage der Bilanzgruppen durch die Netzgesellschaft geregelt werden.

Im Absatz 1 wünscht die SBB eine konkrete Formulierung über die Bildung und Abgrenzung der Bilanzgruppen. 7 Vernehmlasser schlagen folgende Formulierung von Absatz 1 vor (EWB, ewl, ewz, IG FKW, swisspower, Thun, Winterthur): "Endverbraucherinnen und –verbraucher zählen zur Bilanzgruppe jener Lieferantin, welche jederzeit für die Lieferung der Lastprofilanpassung aufkommt. Fahrplanbezüge von weiteren Lieferantinnen innerhalb und ausserhalb der Bilanzgruppen sind möglich. Endverbraucherinnen, ..."

Nach VSE und BKW sollen im Absatz 3 die Rechte und Pflichten der Bilanzgruppenverantwortlichen im Bilanzgruppenmodell festgelegt werden. Nach VSE, WEKO, AEK, atel, EGL und SBDK soll im gleichen Artikel 3 die Schiedskommission und nicht das Bundesamt Streitigkeiten entscheiden. Für AEW und EKT ist keine Bestimmung zu den Streitigkeiten nötig.

Im Absatz 4 soll gemäss VSE, AEK, AEW, atel, BKW, EGL und SBDK die Netzgesellschaft anstatt das Bundesamt die Anforderungen festlegen und als neue Bestimmung die Schiedskommission im Streitfall entscheiden. EKT wünscht die Kompetenz der Anforderungsfestlegung für die Branche und eine Genehmigung durch das Bundesamt.

3.18 Artikel 17 (Ausgleichsenergie)

Der EKV und VSSV begrüßen diesen Artikel und er wird von IGEB, ZPK und Glas nicht bestritten. 18 Vernehmlasser (PKES; Altstätten, axpo, Ebnet-Kappel, EWVA, EKZ, ibk, Niederhelfenschwil, Oberbüren, SAK, Schmerikon, TBF, TBM, VAS, Waldkirch, Wittenbach, Würenlingen, Zuzwil) fordern diesen Artikel zu streichen und die Fragen innerhalb der Elektrizitätsbranche zu regeln. Nur ein Bilanz- und Regelgebiet für die ganze Schweiz wünscht die SGCI. Eine Regelzone und ein effizientes Bilanzgruppenmodell fordern BS und IWB. Die WEKO fordert die Sicherstellung der Überprüfbarkeit der Ausgleichsenergiepreise. Die Netzgesellschaft soll kein Exklusivrecht für die Lieferung von Ausgleichsenergie haben (EEF).

Gemäss VSE, BKW, EGL und ESI soll der 2. Satz in Absatz 1 ersatzlos gestrichen werden (Messung in ¼ Stundenintervallen).

Die Grundsätze der Preisbildung in Absatz 2 sollen durch die Schiedskommission anstatt das Departement genehmigt werden (atel, SBDK) oder nicht der Genehmigungspflicht unterstehen (AEW, CP, EGL, EKT). IGEB; Migros; HIAG, JURA, McDonalds, Tela und Watt möchten einen Ausgleich der Ausgleichsenergie in der folgenden Woche vorschreiben, wenn dieser unter ± 5 Prozent liegt.

Absatz 3 wird von IGEB, ZPK und Glas explizit als sinnvoll betrachtet.

3.19 Artikel 18 (Rechnungsführung und Rechnungslegung)

VS beantragt ein einfacheres und effizienteres Modell auszuarbeiten, da diese Anforderungen die Netzkosten verteuern.

VSEI; VEE, VSE; PKES; Altstätten, axpo, Berneck, BKW, Diepoldsau, EBL, Ebnet-Kappel, EKZ, ESI, ESR, EW Höfe, EWVA, Gruyère, ibk, IG Rheintal, Niederhelfenschwil, Oberbüren, Rüthi, SAK, Schmerikon, sgsw, Sopracenerina, TBF, TBM, VAS, VBE, VELO, Waldkirch, Widnau, Wittenbach, Würenlingen und Zuzwil beantragen folgende Neuformulierung "Die Netzbetreiberinnen erarbeiten für die Gliederung der Konten von Unternehmen, die in den Bereichen Erzeugung, Übertragung und Verteilung tätig sind, Richtlinien für das Unbundling in der Finanzrechnung mit Mindestanforderungen an die Netzbetreiberinnen. Das Departement kann dazu Grundsätze erlassen." mit Hinweis auf das bereits von der Branche ausgearbeitete Regelwerk.

SES kritisiert, dass durch die buchhalterische Trennung der Monopol und Wettbewerbsbereiche ein fairer Wettbewerb kaum möglich ist.

Für Coop muss die Trennung der Rechnungslegung eindeutig und nachvollziehbar sein, daher dürfen keine Abstriche vorgenommen werden.

AVES schlägt vor, diesen Artikel zu streichen, weil er allgemein gültige Geschäftsvorgänge beschreibt.

Absatz 1:

EBM beantragt eine Präzisierung, wonach der Aufwand für den Fremdbezug von Elektrizität für Ausgleichsenergie, Wirkverluste und Eigenverbrauch sowohl in der Übertragung als auch in der Verteilung verbucht werden darf.

Absatz 3:

Absatz 3 wird von CP als zu umfangreich und zu teuer eingeschätzt.

SSV, St. Gallen und SWS lehnen die uneingeschränkte Veröffentlichung ab, da nicht klar ist, wo und wie veröffentlicht werden muss. Es ist ausreichend, wenn die geforderten Informationen auf Ersuchen der Behörden ausgehändigt werden.

Sierre schlägt vor, dass die Veröffentlichung der Jahresrechnung spätestens 6 Monate nach Geschäftsabschluss erfolgen muss und nicht während.

Orbe kritisiert, dass die Forderung nach Veröffentlichung eines Erläuterungsteil nicht gerechtfertigt und dieser Entscheid der Unternehmung zu überlassen ist.

3.20 Artikel 19 (Unzulässige Wettbewerbsbeschränkungen)

Für SP; SES; acsi, FRC, kf, SKS und WWF ist dieser Artikel zu wenig klar formuliert. Der Bundesrat sollte bei Oligopolbildungen und sich abzeichnenden Versorgungsengpässen rasch eingreifen. Beobachtungen, Abklärungen und Anzeige an die WEKO genügen nicht.

Für SBV wären nicht nur Marktstörungen durch "unangemessenen (hohe) Preise" zu regeln, sondern auch solche durch Preisdumping.

Migros geht davon aus, dass die Schweiz im europäischen Verbund gut eingebettet ist und der Markt genügend Anreize für eine ausreichende Versorgung schafft. Die zusätzliche Sicherung gemäss Artikel 19 erachtet Migros als adäquat.

Für ps-vd stellt sich ein Terminproblem: Einschränkungen in der Produktion oder unangemessene Preiserhöhungen können innert kurzer Frist erfolgen, während die vorgesehenen Massnahmen länger brauchen.

Die FDP hält diese Bestimmungen für verfehlt. Das Netz bietet schon durch seine Struktur eine genügende Versorgungssicherheit und das EMG gibt weitere Garantien. Dieser Artikel ist somit zu streichen.

Für VSE; atel, BKW und ESI ist es nicht Aufgabe des Bundesamtes, die Marktentwicklung zu beobachten. Dies fällt in den Zuständigkeitsbereich der WEKO und der Schiedskommission. Der Artikel ist somit ersatzlos zu streichen.

3.21 Artikel 20 (Gefährdung oder Störung der Versorgungssicherheit)

Gemäss TI und RKGK bietet sich hier ein zusätzlicher Spielraum, der zugunsten der Wasserkraft genutzt werden könnte. Analog zu Artikel 4 könnten auch im Gefährdungs- oder Störungsfalle Auktionen vorgesehen werden, jedoch solche, an denen primär nur Anbieter erneuerbarer Energien teilnehmen können. Dasselbe sollte auch bei den vorgesehenen Ausschreibungen gelten.

TI wünscht zudem einen anderen Titel: "Garantie der Versorgungssicherheit". Artikel 20 sollte folgendermassen angepasst werden: "... unterbreitet das Departement im Einvernehmen mit dem Eidgenössischen Volkswirtschaftsdepartement und nach Rücksprache oder Anhörung mit den betroffenen kantonalen Behörde dem Bundesrat Vorschläge über die zur Sicherstellung der Landesversorgung zu treffenden Massnahmen und deren Finanzierung, insbesondere:"

Gemäss UREK N ist die Versorgungssicherheit ein zentrales Anliegen. Die Verordnung hat diesen Aspekt nicht ausreichend geklärt. Die Kommission legt dem Bundesrat nahe, die Versorgungssicherheit in der Verordnung höher zu gewichten, dies vor allem in Hinblick auf die Referendumsabstimmung zum EMG.

Für acsi ist die Versorgungssicherheit ein zentrales Anliegen des EMG und der EMV. Der Bundesrat soll über die notwendigen Mittel verfügen, um bei Bedarf direkt und effizient eingreifen zu können.

Für SP gewährleistet Artikel 20 keine sichere Versorgung, sondern sieht einzig nachträgliche mittelfristig wirksame schadenbegrenzende Massnahmen des Bundes vor. Die Reservehaltung ist gemäss EMG Aufgabe des Netzbetreibers. Der Bundesrat ist deshalb angehalten, die notwendige Reserveenergie der NetzbetreiberInnen zu quantifizieren und deren Abgeltung zu regeln.

Die CVP kann der mit dem Artikel verfolgten Absicht grundsätzlich zustimmen, erachtet es aber als wenig wahrscheinlich, dass die dazu erforderlichen Voraussetzungen (erhebliche Gefährdung der inländischen Versorgungssicherheit) je eintreten werden. Dass sich der Staat zum obersten Hüter der Versorgungssicherheit macht, mag im Hinblick auf die Volksabstimmung ein politisch richtiges Zeichen sein, trotzdem bleibt für die CVP die Schaffung von geeigneten Rahmenbedingungen die wichtigste Voraussetzung zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit.

Für SES genügt Artikel 20 nicht zur Sicherstellung der Elektrizitätsversorgung. Dazu ist ein starker Regulator notwendig, der den Strommarkt online beobachtet und der mit dem Einsatz von Produktionskapazitäten, über die er bestimmen kann, jederzeit den Strommarkt stabilisieren und ausgleichen kann.

Gemäss SKS sind die Kompetenzen zu reaktiv und zu wenig proaktiv. Die sicherste Methode, um spekulative Lieferverknappungen von Produzenten zu verhindern ist, wenn der Staat weiterhin über ein gewisses Potenzial an eigener Produktion verfügt.

FRC wünscht eine Präzisierung dieses Artikels. Dem Bundesrat sollen Mittel zur Verfügung gestellt werden, um in schweren Krisensituationen direkt und schnell eingreifen zu können.

SATW weist darauf hin, dass der Bundesrat auch bei einer Gefährdung der ausländischen Versorgung das Gespräch mit den Bilanzgruppenverantwortlichen suchen soll.

Für Coop und Migros ist die Versorgungssicherheit von höchster Bedeutung. Gelingt es nicht, die Mehrheit der Abstimmenden zu überzeugen, dass für die ständige, flächendeckende Versorgung zu nicht diskriminierenden Bedingungen alle nötigen Vorkehrungen getroffen worden sind, hat die Vorlage keine Erfolgchance.

Um die Versorgung längerfristig sicherzustellen, müssen die bestehenden Investitionen rentabler gemacht werden können (CFEE, SWVV). Gemäss CFEE kann der Gesetzgeber in einem liberalisierten Strommarkt die Elektrizitätswirtschaft nicht zwingen, neue Produktionsanlagen zu bauen, vor allem nicht ohne entsprechende Entschädigungen oder Subventionen.

Gemäss SWWV sollte Artikel 20 gestrichen werden. Falls an einer Regelung in der EMV festgehalten wird, ist auf die Forderung nach Nachhaltigkeit und Bevorzugung einheimischer Kraftwerke einzugehen.

Für AG ist die gesetzliche Abstützung staatlicher Massnahmen zur Sicherstellung der Landesversorgung von Elektrizität unklar und bedarf – wenn schon – einer grundsätzlichen Überarbeitung. Absatz 2 Buchstabe a impliziert, dass der Bilanzgruppenverantwortliche zum Produzenten wird. Dies ist ein Widerspruch zum Unbundlingansatz zwischen Produzent, Händler, Netzbetreiber und der Treuhänderfunktion, die der Bilanzgruppenverantwortliche gegenüber allen Kunden seiner Bilanzgruppe – also auch gegenüber freien Produzenten – erbringen muss.

FDP und EKV halten diese Bestimmungen für verfehlt. Sie gehören nicht in die EMV. Das Netz bietet durch seine Struktur genügend Versorgungssicherheit und das EMG gibt weitere zahlreiche Garantien. Dieser Artikel ist somit zu streichen.

EV, AVES und WEKO halten diese Bestimmung für verfehlt. Die Sicherstellung der Versorgung in Krisenlagen wird im Landesversorgungsgesetz geregelt. In einem Erlass, der Wettbewerb ermöglichen soll, sind diese Bestimmungen völlig fehl am Platz. Zumindest müsste dargetan werden, warum die geltenden Instrumente der Landesversorgungsgesetzgebung im Strombereich nicht genügen sollen.

Gemäss GB und CSC ist Artikel 20 zu streichen. Er ruiniert die Elektrizitätswerke, die diese Bestimmung anwenden sollen. Die Werke wären gezwungen, Elektrizität zu überhöhten Preisen zu beziehen, was zum Konkurs führen würde.

Gemäss SSV und SWS werden Unternehmen (Kunden), die auf sehr hohe Versorgungssicherheit angewiesen sind in zunehmendem Masse eigene Reservekapazitäten aufbauen oder mittels Contracting bereitstellen müssen. Die entsprechenden Massnahmen zur Sicherstellung der Versorgung sind deshalb in speziellen Erlassen zu regeln und allfällige Verpflichtungen sind gegen volle Entschädigung abzugelten.

FSP ist erstaunt, dass ein Unternehmen gezwungen werden sollte, neue Produktionsanlagen zu erstellen. Das EMG sieht keine solche Bestimmung vor. Im Rahmen des Landesversorgungsgesetzes sollte die Sicherstellung der Versorgung mit Elektrizität behandelt werden.

Für VSEI, VEE und VSE gehört die Bereitstellung von Erzeugungskapazitäten und langfristigen Bezugsverträgen zum unternehmerischen Handlungsspielraum und müssen durch die Schaffung geeigneter Rahmenbedingungen (Vereinfachung der Bewilligungsverfahren, Standortsicherung, Abschaffung überhöhter Abgaben etc.) gefördert werden. Artikel 20 muss gestrichen werden.

3.22 Artikel 21 (Schweizerische Netzgesellschaft)

Ausdrücklich begrüsst wird dieser Artikel von IGEB, ZPK, SGCI und Glas. Gemäss SP und Greenpeace sollte die Netzgesellschaft das Netz besitzen. SIE SA ortet eine unklare Aufgabentrennung. SATW fordert eine Regulationsbehörde die alle hoheitlichen Aufgaben wie z.B. Preis- oder Wettbewerbsüberwachung erfüllt. Das Statut und die Ziele der Netzgesellschaft seien unklar moniert FRC.

In Absatz 1 soll gemäss atel und SBDK die Schiedskommission und nicht das Departement entscheiden. EGL wünscht eine Streichung des entsprechenden letzten Satzes. 19 Vernehmlasser (ax-

po, Berneck, Diepoldsau, Ebnet-Kappel, EKZ, EWVA, IBK, IG Rheintal, Niederhelfenschwil, Oberbüren, Rüthi, SAK, Schmerikon, TBF, TBM, Waldkirch, Widnau, Wittenbach, Zuzwil) fordern folgende Präzisierung: "... Soweit Netze der Spannungsebene ≥ 132 kV ausschliesslich ...". Folgende Umformulierung von Absatz 1 fordern BKW, atel, ESI, und VSE: "... dienen, sind auch solche Netze in Ausnahmefällen dem Übertragungsnetz zuzuordnen ...".

In Absatz 3 ist gemäss Enerdis die Beschränkung auf 50 Hz zu strikt und möchte auch Gleichstrom einbeziehen. atel, BKW und SBDK fordern in Buchstabe a. "... und Ausgleichsenergie ..." zu streichen. EGL möchte Buchstabe b. ersatzlos streichen. VSE, BKW und ESI möchten Absatz 3 ergänzen mit: "Bst. f: die Regelung des Zugangs zum Übertragungsnetz und Bst. g: die Festlegung der Entschädigung aller im Übertragungsnetz anfallenden Netzleistungen."

Absatz 4 wird von LU, UR, SZ, SO, TI, VS, JU, EnDK und RKGK ausdrücklich begrüsst, von 30 Vernehmlassern (SVP; economiesuisse, SWISSMEM; SSV; AEW, Altstätten, axpo, Berneck, CP, Diepoldsau, EKZ, Ebnet-Kappel, EGBH, EKT, EWVA, IBK, IG Rheintal, Niederhelfenschwil, Oberbüren, REG, Rüthi, SAK, Schmerikon, sgsw, SWS, Waldkirch, Widnau, Wittenbach, Zuzwil) abgelehnt und von 15 (EV; EBM, EKW EE, Enerdis, eos, EW Höfe, IGW, onyx, SEFA, sn energie, STV, TBF, TBM, VSSV, Yverdon-les-Bains) als zu strikt beurteilt. Zudem wurden folgende Formulierungsvorschläge geäussert:

"wenn möglich" anstatt "nur" (BL, AG; FSP)

"mehrheitlich" oder "xy %" anstatt "nur" (IGEB, ZPK; Glas)

"soweit verfügbar" anstatt "nur" (BS; VSEI; SEV, VEE, VSE; EKV; BKW, ESI, ESR, Gruyère, IWB, VBE, VELO)

"vorrangig" anstatt "nur" (atel, EGL, SBDK)

SWVV möchte "... nur Elektrizität aus inländischer erneuerbarer Energie ..." und ps-vd stellt einige Fragen.

axpo, EKZ, Ebnet-Kappel, EWVA, IBK, Niederhelfenschwil, Oberbüren, Schmerikon, SAK, TBF, TBM, Waldkirch, Wittenbach und Zuzwil fordern, Absatz 5 zu streichen, und CP taxiert ihn als absurd.

SBB fordern ein neuer Absatz 6: "Vorbehalten bleiben die Funktionen der Schweizerischen Bundesbahnen als Netzgesellschaft für das Bahnstromnetz."

3.23 Artikel 22 (Vertretung von Bund und Kantonen im Verwaltungsrat der schweizerischen Netzgesellschaft)

SZ, BL, TG, TI, JU und EnDK wünschen folgende Formulierung: "... Energiedirektoren haben Anspruch auf eine angemessene Vertretung des Bundes ...". EGL möchte diesen Artikel streichen. Gemäss Greenpeace und SES dürfen die Überlandwerke die Netzgesellschaft nicht dominieren.

3.24 Artikel 23 (Aufgaben der Netzbetreiberinnen)

Explizite Zustimmung zu diesem Artikel äussert Migros. Bedenken werden vor allem bezüglich des Aufwandes für die Netzbetreiber und die Kantone vorgebracht. Der Aufwand soll klein gehalten werden (ZH, BL), ein Einsichtsrecht und eine Kompetenzdelegation an eine interkantonale Fach-

stelle genügt (SH, AR, AI, SG, TG), eine Überarbeitung ist nötig (VS) und die volle Verantwortung soll nicht auf die Kantone überbunden werden (BL). Für SVP, Diepoldsau, EGBH, IG Rheintal, REG, Rüthi, sgsw, VSSV und Widnau handelt es sich hier um Überregulierung. Der Vorschlag ist unnütz und teuer (Sierre) oder muss genauer definiert werden (ps-vd). Der Netzzugang muss möglichst einfach und praktikabel sein (Migros). Die Kompetenz für die rechtsverbindliche Festlegung des Grid Codes muss gemäss (Migros; HIAG, IGEB, JURA, McDonalds, Tela, Watt) beim Bundesamt liegen.

In Absatz 1 möchten VSEI, VEE, VSE, SATW, atel, BKW, eos, ESI, sgsw, VBE und VELO folgende Ergänzung vornehmen: "... den Netzbetrieb (GridCode CH) und führen ...". Gemäss AEW und EKT müssen die Anlagen der Kunden technische Mindestanforderungen erfüllen, um eine Anschlusspflicht geltend zu machen zu können. EGL beantragt den letzten Satz dieses Absatzes "Das Departement kann dazu Grundsätze erlassen" zu streichen.

57 Vernehmlasser wünschen explizit einen oder mehrere der Absätze 2 bis 4 zu streichen. EWB, EW Höfe, ewl, IBA, IG FKW, Muhen, swisspower, Thun und Winterthur möchten Absatz 2 streichen; BOG, Oberentfelden, SIE SA, VKE, Wetzikon und Windisch wünschen Absatz 2 und 3 zu streichen. Absatz 2 und 4 streichen möchten VSEI, SEV, VEE, BKW, EBL, eos, ESR, sgsw, St. Gallen, VBE und VELO; gleich alle Absätze 2, 3 und 4 zu streichen beantragen 31 Vernehmlasser (VSE; PKES; Altstätten, atel, axpo, Dintikon, EBM, Ebnet-Kappel, EGL, EKT, EKZ, Energiepool, ESI, EWVA, ibk, Niederhelfenschwil, Oberbüren, onyx, Orbe, rsp, SAK, Schmerikon, Sevelen, TBF, TBM, VAS, Waldkirch, Wittenbach, Würenlingen, Yverdon-les-Bains, Zuzwil).

LU, UR, SZ, NW, TI, JU, EnDK und RGKG beantragen in Absatz 2 die Mehrjahrespläne für kantonsübergreifende Verteilnetze nicht nur dem Bundesamt, sondern auch den Standortkantonen direkt zur Kenntnisnahme zu unterbreiten. BS und IWB fordern, dass bestimmte Netzgebiete von der Verpflichtung in Absatz 2 befreit werden können und rheinaubund möchte die Mehrjahrespläne den Umweltverbänden zur Stellungnahme unterbreiten. Für AEK, CP, ReLL ist die Bestimmung in Absatz 2 zu eng und unnütz und für Enerdis und SEFA sind die Absätze 2 und 3 "beaucoup trop lourd".

Absatz 4 findet bei Migros Zustimmung. Für SGV, SSV, CP, IB Zürich und visam fehlt die Definition des Begriffs "unzureichende Leistungsfähigkeit".

3.25 Artikel 24 (Messwesen und Statistik)

Die WEKO beantragt, dass Netzbetreiber Daten und Informationen betreffend Drittlieferungen getrennt von denjenigen der eigenen Kunden verwalten sollen, um einen Wettbewerbsmissbrauch zu verhindern. Für VSSV wird hier überreglementiert.

Das Wort "fachkundig" in Absatz 1 ist gemäss CP unscharf und ein unnützes Detail. Orbe beantragt in Absatz 1 den zweiten und dritten Satz zu streichen. VSE, BKW und ESI möchten "fachkundiges" durch "dafür ausgebildetes" ersetzen.

In Absatz 3 beantragen VSE, BKW und ESI "Elektrizitätspreise" durch "Durchleitungsvergütung" zu ersetzen.

3.26 Artikel 25 (Angaben über Erzeugung und Herkunft von Elektrizität)

Der Artikel hat ein grosses Echo hervorgerufen: Insgesamt haben sich 88 Vernehmlassungsteilnehmer hierzu geäußert.

BL; SP; CFEE; acsi, FRC, SKS; Greenpeace, WWF; Coop; EAWAG, und EKK begrüßen explizit – teils mit Änderungen – die Herkunftsdeklaration. Von der SP und den Konsumenten- und Umweltorganisationen wird darauf hingewiesen, dass die Kennzeichnungspflicht wichtig für die Wahlfreiheit der Konsumenten, die Transparenz und für die Förderung der erneuerbaren Energien sei und keine Abstriche gemacht werden dürfen. Die Kennzeichnungspflicht wird etwa auch in Verbindung gebracht mit den Ökostrom-Strategien der Branche (Coop).

AG; SGCI, SWISSMEM; AVES, EKV; SSV; eos und 12 weitere Branchenvertreter äussern sich skeptisch bis ablehnend zu einer generellen Kennzeichnungspflicht und möchten es der Branche überlassen, subsidiär entsprechende Standards aufzustellen. Zur Begründung der Ablehnung wird etwa auch die fehlende Anwendungsmöglichkeit im Energiehandel und der hohe administrative Aufwand geltend gemacht (SGCI; EKV). Zudem wird darauf hingewiesen, dass bereits heute im Zusammenhang mit dem Ökostrommarkt für den Konsumenten die Möglichkeit besteht, die Herkunft des Strombezugs zu wählen.

Aus Westschweizer Werkskreisen (Enerdis, SEFA, Yverdon) kommen drei ähnliche Begehren zwecks Überarbeitung dieses Artikels: Eine flexiblere Formulierung der Herkunftsbezeichnung ist erwünscht. Dieser Artikel ist nicht im Sinne der Elektrizitätsmarktliberalisierung.

SATW macht einen redaktionellen Vorschlag für die Titelgebung: Artikel 25 (Deklarationspflicht).

Absatz 1:

SP; acsi, FRC, kf, SKS und WWF wünschen hier zusätzlich auch die Werbung in die Kennzeichnungspflicht einzubeziehen und zwar wie folgt:

"... in ihren Angeboten, in der Werbung und bei der Rechnungsstellung ..."

EKZ, PKES; SAK und 15 regionale und kommunale Interessenvertreter schlagen vor, auf eine generelle Kennzeichnung aus Kostengründen zu verzichten und stattdessen nur den Ökostrom zu kennzeichnen. Sie machen hierzu folgenden Formulierungsvorschlag:

"... Stromhandelsunternehmen, die spezielle Stromangebote unterbreiten, welche Art und Herkunft der Produktion hervorheben, sind ...".

SWWV anerkennt zwar den Grundsatz der Kennzeichnungspflicht (Abs. 1), möchte aber die Umsetzung der Branche überlassen (Streichung von Abs. 2). Daher schlägt er folgende Ergänzung von Absatz 1 vor:

"... anzugeben. Sind Erzeugung und Herkunft der Elektrizität unbekannt, ist dies anzugeben."

Für eine Umbenennung von "Herkunftsland" in "Ursprungsland" plädiert SATW, spielt doch die Unterscheidung bei indirekten Importen (z.B. Strom aus Tschechien via Österreich) eine Rolle.

Absatz 2:

Die Bezeichnung "Herkunft der Elektrizität unbekannt" hat ein grosses und widersprüchliches Echo ausgelöst.

Von Kantonsseite (LU, UR, SZ, BL, TG, TI, VS, JU, EnDK, RKGK) wird gefordert, die Bestimmung über die Herkunftsbezeichnung "griffiger" zu formulieren; insbesondere sei auf die Bezeichnung "Herkunft unbekannt" zu verzichten und stattdessen die Herkunft aufgrund von Stromverträgen, Erfahrungswerten etc. zu eruieren. SATW schlägt vor, den 2. Satz überhaupt zu streichen, um einer Verschleierung des Ursprungs des Strombezugs keinen Vorschub zu leisten.

Die SP sieht zusammen mit einigen Konsumenten- und Umweltorganisationen (FRC, kf, SKS; WWF) die Gefahr einer Verwässerung der Herkunftsbezeichnung durch die Börsenaktivitäten. Die Erwähnung der Börsen sei zu streichen und auf die Methodenverbesserung bei der Kennzeichnung hinzuweisen. Konkret wäre Absatz 2 wie folgt zu ändern/ergänzen:

"... ist dies wie folgt anzugeben: Herkunft und Produktionsart unbekannt ...(streichen: dies gilt auch für Elektrizität aus allgemeinen Elektrizitätsbörsen). Gleichzeitig sind die Methoden zur besseren Kennzeichnung von Elektrizität kontinuierlich zu verbessern."

acsi, FRC, kf, SKS; WWF und sinngemäss EAWAG schlagen überdies vor, dass für Strom mit "Herkunft/Produktion unbekannt" ein Maximalsatz zu bezeichnen ist und dass das BFE für die einheitliche Anwendung dieser Bestimmung besorgt sein muss.

Um einer Branchenlösung den Vorzug zu geben, möchte ein Teil der Branche (VSEI; VSE; ewz und 9 weitere Teilnehmer) diesen Absatz wie folgt ergänzen:

"Die Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft erarbeiten Richtlinien für die Ermittlung des Produktions- und Beschaffungsmixes."

Dadurch sollen praxisnahe Lösungen gefunden und eine bessere Koordination mit dem Ökostrom-label ermöglicht werden.

Der andere Teil (SWWV; PKES und 20 weitere Eingaben) ist für Streichen dieses Absatzes, da er nicht praktikabel sei und einer Branchenlösung im Wege stehe. Einer Kennzeichnung der erneuerbaren Energien wird dabei grundsätzlich zugestimmt.

Bei der Deklaration der Produktionsart werden folgende Zusätze gewünscht:

- zusätzlicher Ausweis der Geothermie und des Euro-Mix anstelle von "Herkunft unbekannt" (rheinaubund)
- zusätzliche Deklaration der bei der Stromproduktion anfallenden Abfälle gemäss Vorschlag der europäischen Konsumentenorganisationen, z.B. produzierter radioaktiver Abfall, produzierter CO₂-Ausstoss (FRC, kf, SKS)
- zusätzlicher Ausweis der WKK (rheinaubund)
- "Kernbrennstoffe" durch "Atomstrom" ersetzen (SP; FRC, kf, SKS, WWF).

Von BS und einem Werk (IWB) wird der methodische Ansatz zur Ermittlung der Herkunft (Basis: durchschnittliche Werte der Erzeugung und Beschaffung des vorangegangenen Geschäftsjahres) ausdrücklich begrüsst.

Von IB Zürich wird eine Zusatzbemerkung im Erläuterungsbericht betreffend Verschlechterung des Strommixes bei festen Kunden verlangt, die einen Preissmissbrauch darstellt und eine Intervention des Preisüberwachers zur Folge haben kann.

EAWAG schlägt vor, dass die fehlende Information zu "Herkunft/Produktion unbekannt" innert 2 Jahren nach Inkrafttreten der EMV zu liefern sei.

Absatz 3:

In Branchenkreisen (VSE; BKW, EGL, ewz und 10 weitere Vernehmlasser) möchte man den Regelauftrag wie folgt präzisiert wissen:

"Die Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft regeln insbesondere die Bereitstellung ..."

Und die BKW plus ein weiteres Werk ergänzen diese Präzisierung mit folgendem Satz:

"Das Departement kann dazu Grundsätze erlassen."

Ein Streichungsantrag liegt von Seiten des SWWV und eines weiteren Teilnehmers vor; sie möchten eine Branchenlösung ohne Regelung im EMV.

Absatz 4:

Ein Sammelantrag von SP, acsi, FRC, kf, SKS und WWF möchte diese Formulierung „griffiger“ fassen und schlägt folgende Änderung/Ergänzung vor:

"Zur Verhinderung von Missbräuchen kontrolliert das Bundesamt, ob die Angaben über Erzeugung und Herkunft zutreffen. Es kann Dritte mit dieser Aufgabe beauftragen ..."

Absatz 5:

Gemäss SP, acsi, FRC, kf, SKS und WWF sollten Sanktionsmöglichkeiten in einem zusätzlichen Absatz wie folgt geregelt werden:

"Bei Missbräuchen werden durch die zuständigen Behörden Sanktionen analog den Regelungen im UWG verhängt."

3.27 Artikel 26 (Aufgaben der Schiedskommission)

Insgesamt sind zu diesem Artikel 75 Stellungnahmen eingetroffen.

- Vier Vernehmlasser (IGEB, ZPK; SWISSMEM; kf; 1 zusätzliche Eingabe) unterstützen die vorliegende Fassung voll und ganz.
- Lediglich AVES und sgsw wollen diesen Artikel aus ordnungspolitischen und Diskriminierungsgründen streichen.
- Besonders von Kantonsseite wird bemängelt, dass die Aufgaben- und Kompetenzzuweisungen an die Behörden sowie die wechselseitigen Beziehungen unklar dargestellt sind. Der Artikel ist daher zu überarbeiten und textlich zu vereinfachen (ZH, SH, AR, AI, SG, TG; FRC; eos; ps-vd).

- Das Konsortium mit Watt und 6 weiteren Vernehmlassern sieht eine Ausdehnung der Aufgaben der Schiedskommission darin, dass sie auch für die Beurteilung von Begehren um einstweilige Untersagung provisorischer Durchleitung und für daraus resultierende Streitigkeiten zuständig sei (neuer Artikel).
- Die der Schiedskommission zugewiesenen Strafkompetenzen sind nicht gerechtfertigt und entsprechen nicht dem EMG (CFEE).
- TI thematisiert das Verhältnis kantonale Wettbewerbsbehörde/eidg. Schiedskommission, dies insbesondere auch im Zusammenhang mit einem Gesetzesentwurf (Legge cantonale sulla distribuzione di energia elettrica, LDEE). Konkret meint der Kanton: Wir halten fest, dass in Streitfällen das durch die kantonale Behörde (in unserem Fall die Wettbewerbsbehörde) gefällte Urteil Grundlage ist für das Urteil der Schiedskommission.
- SP und kf wünschen eine Präzisierung der Zusammensetzung der Schiedskommission in der EMV.
- Nach Meinung von SP sowie von Konsumenten- und Umweltseite (acsi, FRC, SKS; WWF) reichen Schiedskommission und Preisüberwachung nicht aus, um die Versorgungssicherheit und Nicht-diskriminierung zu gewährleisten. Analog zum Telekommunikationsbereich wird eine Ombudstelle oder allenfalls ein besonderes Mandat im Rahmen der Preisüberwachung vorgeschlagen.

Absatz 1:

Während von Seiten IGEB, SWISSMEM und ZPK die zweimonatige Entscheidungsfrist der Schiedskommission begrüsst wird, ist diese für die WEKO aufgrund von Erfahrungen unrealistisch. Nach der WEKO ist daher der Passus "in der Regel innerhalb zweier Monate" zu streichen und stattdessen die Möglichkeit von vorsorglichen Massnahmen im EMV vorzusehen.

Zwei Werke beantragen die Streichung dieses Absatzes, da diese Aufgaben bereits in Artikel 15 und 16 EMG geregelt sind.

Absatz 2:

Umstritten ist hier vor allem die Aussage, dass die Schiedskommission "jederzeit von sich aus" aktiv werden kann. Während die SP diesen Vorschlag ausdrücklich gutheisst, stehen andere (CFEE, 3 Branchenvertreter aus der Westschweiz) ihm ablehnend gegenüber. Zwei Werke sind sogar für Streichen des ganzen Absatzes.

Absatz 3:

Dieser Absatz hat ein reges Echo ausgelöst. 40 Vernehmlasser (u.a. VSEI; SEV, VEE, VSE) sind der Meinung, dass hier ein klassisches Beispiel von Überregulierung gegeben und demzufolge der Absatz zu streichen sei. Es wird etwa geltend gemacht, dass durch die Vorgaben des BFE ohnehin keine ungerechtfertigten Gewinne entstehen könnten. Die vorgesehene Kompensation überhöhter Durchleitungsvergütungen sei zudem nicht praktikabel und rechtswidrig. Der hier beabsichtigte Konsumentenschutz sei durch Absatz 2 EMV und die Preisüberwachung ausreichend gewährleistet.

Unterstützt wird die Bestimmung von NW und SP. Der Kanton Nidwalden macht vor allem Gründe des Schutzes sowohl von Unternehmen, die als Netzbetreiberinnen tätig sind, als auch von Endverbrauchern für seine Haltung geltend. Er weist aber auf das Problem der zeitlichen Bemessung ungerechtfertigter Gewinne hin: Diese könnten erst nach Inkraftsetzung des EMG entstehen. Es sei daher in der EMV eine Regelung aufzunehmen, wonach Artikel 3 nicht rückwirkend angewendet werden könne. Zudem sollen die erwähnten Preissenkungen nur für die berechtigten Kunden verfügt werden können.

Die WEKO macht in ihrer Eingabe auf die Geschäftsbedingungen in Durchleitungsverträgen aufmerksam (z.B. überhöhte Vorauszahlungen, übermässig lange Vertragslaufzeiten), welche wie die überhöhte Durchleitungsvergütung zu exzessiven Gewinnen führen können. Sie beantragt daher, auch die Geschäftsbedingungen in Absatz 3 aufzunehmen.

Absatz 4:

Keine Stellungnahmen.

Absatz 5:

Von 23 Vernehmlassern der Strombranche (PKES und 22 Branchenvertreter) wird Absatz 2 abgelehnt mit Antrag auf ersatzloses Streichen. Teils wird die Ablehnung mit dem Hinweis begründet, die Koordination mit ausländischen Regulierungsbehörden sei eine Verwaltungsaufgabe und nicht Sache einer Schiedskommission. Teils wird verlangt, dass dieser Absatz wegen fehlender gesetzlicher Basis zu streichen sei.

Ein zusätzliches Argument bringt der VSE vor, wenn er meint, dass die Schiedskommission sich der Streitfälle betreffend Bilanzgruppen anzunehmen habe. Er schlägt daher folgende Neuformulierung vor:

"Sie entscheidet auf Klage über die Zulassung von Bilanzgruppenverantwortlichen sowie die Bildung und Auflösung von Bilanzgruppen."

3.28 Artikel 27 (Aufgaben der Preisüberwachung)

Zu diesem Artikel haben sich 4 Vernehmlasser gemeldet. acsi und FRC wiederholen ihr Begehren für eine Ombudstelle (s. Art. 26).

Zwei Werke verlangen die Streichung von Artikel 27. Zur Begründung wird angeführt, die Regelungen seien eine Wiederholung der in Artikel 16 und 17 EMG enthaltenen Bestimmungen.

3.29 Artikel 28 (Bildung)

Explizit unterstützt wird dieser Artikel von TI, GB, SP, CSC, VPE, FRC und Lausanne. CFEE, EBL, Enerdis, FSP, SEFA, Yverdon-les-Bains weisen darauf hin, dass die Bildung Sache der Elektrizitätsbranche ist und 36 Vernehmlasser (AG; FDP; SGCI, SWISSMEM; EKV, PKES; SSV; AEW, Altstätten, axpo, BOG, CP, Diepoldsau, Ebnet-Kappel, EEF, EGBH, EGL, EKT, energiepool, eos, EWVA, EKZ, ibk, Niederhelfenschwil, Oberbüren, onyx, Orbe, SAK, Schmerikon, SIE SA, TBF, TBM, VAS, VKE, VSSV, Waldkirch, Wetzikon, Windisch, Wittenbach, Würenlingen, Zuzwil) beantragen die Streichung dieses Artikels. Für EBM und die SVP muss dieser Artikel moderater ausgestaltet werden, AEK fordert dies als anrechenbare Kosten in das Benchmarking einzubringen, sn energie bezeichnet ihn als

nicht durchführbar und Sierre möchte dies in der Gesetzgebung für alle Branchen geregelt sehen. Die Gefahr einer Ausbildung ohne anschliessende Arbeitsmöglichkeit befürchten GB, CSC und Lausanne. Grundsätzliche Fragen zur Ausgestaltung stellen EW Höfe und ps-vd. VPE möchte die Minimalquote explizit in der Verordnung verankert sehen, und die SP will diese in einer Departementsverordnung festgehalten wissen.

Der VSE beantragt im Absatz 1 den letzten Satz zu streichen: "Sie arbeiten mit den Arbeitnehmerorganisationen zusammen".

Der VSE verlangt Absatz 2 zu streichen und der VPE fordert die Zusammenarbeit mit den Arbeitnehmerorganisationen neu aufzunehmen.

3.30 Artikel 29 (Umschulung)

27 Vernehmlasser (AG; FDP; SGCI, SWISSMEM; EKV, PKES; AEW, Diepoldsau, Ebnat-Kappel, EGBH, EGL, EKT, Energiepool, EKZ, eos, EWVA, ibk, Oberbüren, Orbe, SAK, Schmerikon, sgsw, TBF, TBM, VSSV, Waldkirch, Würenlingen) sind für die Streichung dieses Artikels. Unterstützung äussern TI, FRC und SP und der Beurteilung dies sei Sache der Elektrizitätsbranche schliessen sich CFEE, Enerdis, FSP und Yverdon-les-Bains an. Eine moderatere Überarbeitung fordert EBM. AEK wünscht dies als anrechenbare Kosten in das Benchmarking einzubringen und mehr Arbeitnehmerschutz fordert CSC. SP und VPE möchten explizit festgehalten wissen, dass die Arbeitnehmervertreter frühzeitig beigezogen werden und formulieren Vorschläge für umfangreiche weitere Regelungen. SGB möchte vom Markt diktierte Restrukturierungen vermeiden, "statt Zwangsumschulungen zu erfinden". Sierre möchte diese Problematik in der Gesetzgebung für alle Branchen geregelt sehen

3.31 Artikel 30 (Vollzug)

Gemäss CP ist Absatz 1 zu streichen.

3.32 Artikel 31 (Beratende Kommission)

Gemäss SP, acsi, FRC, SKS und WWF ist der Artikel dahingehend zu ergänzen, dass in der beratenden Kommission auch Umweltorganisationen vertreten sein müssen.

Gemäss acsi, FRC und kf ist es unerlässlich, dass Kleinkonsumentinnen und -konsumenten in der beratenden Kommission vertreten sind.

Für SSV, St. Gallen, viscom und IB Zürich müssen auch die Städte und Gemeinden in der beratenden Kommission vertreten sein.

IGEB weist auf die Wichtigkeit einer ausgewogenen Zusammensetzung der beratenden Kommission hin und meldet ihr Interesse an einer Mitwirkung an.

Gemäss EKV sollen keine Vertreter der Elektrizitätswirtschaft in der beratenden Kommission sitzen, ansonsten die Kommission ihre Legitimation verliert.

Für SWISSMEM ist diese Kommission ein weiteres preistreibendes Element, auf das verzichtet werden kann. Sollte dies nicht möglich sein, ist darauf zu achten, dass insbesondere die heute benachteiligten KMU in der Kommission angemessen vertreten sind.

Pü bezweifelt die Notwendigkeit einer beratenden Kommission. Es wäre besser, die Schiedskommission die Aufgabenzuteilung im Rahmen eines internen Reglements regeln zu lassen.

Für AVES, AEK, AEW, CP, EGL, EKT, Enerdis, Orbe, SEFA, SIE SA und Yverdon-les-Bains besteht kein Bedarf für diese Kommission.

3.33 Artikel 32 (Ziff. 1 Aufhebung der Verordnung über die Ausfuhr von elektrischer Energie, Ziff. 2 Änderung der Energieverordnung)

Ziffer 2 Änderung der Energieverordnung:

BS, TI, JU und EnDK stellen in Frage, ob die Formulierung "Beschaffung gleichwertiger Energie auf der nächst höheren Spannungsebene" im neuen Artikel 4 der EnV angesichts der künftigen Trennung von Erzeugung und Netzbetrieb korrekt ist. TI beantragt Überarbeitung oder Streichung dieses Absatzes, BS und IWB eine einheitliche und klare Regelung.

BS und IWB beantragen, dass die gemäss kantonalem Recht entstehenden Mehrkosten bei der Abnahme von dezentral erzeugtem Strom durch die Netzgesellschaft abzugelten ist. Eventualiter müssen die Mehrkosten auf die Durchleitungsgebühr geschlagen werden können.

SGCI und EKV sind gegen die vorgesehene Bevorzugung der erneuerbaren Energien, da diese den Wettbewerb verzerrt, marktfeindlich ist und neue Ineffizienz fördert. Die Artikel 32, 39 und 40 sollen daher gestrichen werden.

Für VSEI; VSE;

Altstätten, atel, axpo, BKW, BOG, Ebnet-Kappel, EGL, EKZ, ESI, ESR, EWH, EWVA, ibk, Niederhelfenschwil, Oberbüren, rsp, SAK, SBDK, Schmerikon, sgsw, TBF, TBM, VELO, VKE, Waldkirch, Wetzikon, Windisch, Wittenbach, Zuzwil ist die vorgeschlagene Änderung der EnV nicht praktikabel, da im geöffneten Strommarkt die Beschaffung von Energie unabhängig von der nächsthöheren Netzebene ist. Zudem ist die Vergütung von unabhängigen Produzenten nicht vereinbar mit dem Netzenutzungsmodell des VSE, welches lediglich Ausspeiseentschädigungen vorsieht. Es wird beantragt, Artikel 4 EnV zu streichen.

Für AEK gibt es keine vermiedenen Netzkosten, da alle Kosten ausgewiesen und gemäss Netzenutzungsmodell gewälzt werden.

Coop; AEW, Altstätten, axpo, Ebnet-Kappel, EKT, EKZ, EWVA, ibk, Niederhelfenschwil, Oberbüren, SAK, Schmerikon, TBF, TBM, Waldkirch, Wittenbach, Zuzwil beantragen, dass die in Artikel 1 Buchstabe d^{bis} enthaltene Blindenergie nicht zu den Systemdienstleistungen zu zählen ist, d.h. Streichung der Klammer.

FDP; EWH und sn energie beantragen, dass die zusätzlichen administrativen Aufwände für Datenaufbereitung und Energieabrechnung den unabhängigen Produzenten in Rechnung gestellt werden (Art. 4 Abs. 2 EnV).

AEW, EKT, VTE beantragen eine neue Formulierung für die Basis des vergleichbaren Preises nach Artikel 4 EnV und die Streichung des zweiten Satzes von Artikel 4 Absatz 1 EnV sowie den letzten Satz von Artikel 4 Absatz 2 EnV.

sn energie beantragt ebenfalls die Streichung des zweiten Satzes von Artikel 4 Absatz 1 EnV.

EWZCH beantragt die Neuformulierung von Artikel 4 Absatz 1 EnV: "Die Vergütung nach marktorientierten preisen richtet sich nach den Preisen für die Beschaffung gleichwertiger Energie." und beantragt Streichung des zweiten Satzes und von Absatz 2.

EGL beantragt die Streichung von Artikel 1 Buchstabe d^{bis}, 4, 5^{bis} (neu) und 29a (neu) EnV, da die Überwälzung der Kosten auf das Übertragungsnetz ungerechtfertigt ist und die Branche eine eigene Lösung auszuarbeiten hat. Energiepool beantragt die ersatzlose Streichung von Artikel 4, 5^{bis} (neu) und 29a (neu) EnV.

atel und SBDK bemängeln die unklare Formulierung, da von Abnahme- und Abschlussbedingungen die Rede ist.

3.34 Artikel 33 (Durchleitung bei nicht ausreichender Kapazität im Übertragungsnetz)

EWB, ewl, ewz, swisspower, Thun, Winterthur beantragen die Streichung von Artikel 33, da für eine Privilegierung bestehender, langfristiger Lieferverträge auf Gesetzesstufe keine Grundlage besteht.

EGL beantragt folgende Neuformulierung:

"¹ Im ersten Jahr nach Gründung der schweizerischen Netzgesellschaft werden 25 Prozent der Kapazität für Importe, Transite und Exporte für alle, unter Vorbehalt des Artikels 4, zugänglich gemacht. In den folgenden Jahren erhöht sich der freie Zugang um jeweils weitere 25 Prozent, bis nach vier Jahren eine vollständige Öffnung erreicht ist."

"² Zum Zeitpunkt des Inkrafttretens dieser Verordnung abgeschlossene Lieferverträge zwischen in- und ausländischen Elektrizitätsversorgungsunternehmen haben bei der Zuteilung von Kapazität nach Artikel 4 Absatz 1 auch Vorrang."

EGL begründet Absatz 1 damit, dass eine stufenweise Öffnung der Kapazitäten für Importe, Transite und Exporte den Handelsunternehmen erlaubt, sich schrittweise an die neuen Marktverhältnisse anzupassen. Absatz 2 soll gewährleisten, dass einzig das Datum des Inkrafttretens der Verordnung massgebend ist.

3.35 Artikel 34 (Durchleitungsvergütung und Veröffentlichung)

Absatz 1:

Die WEKO beantragt, dass in der ersten Regulierungsperiode für alle Netzbetreiberinnen die jährliche Ertragsobergrenze den anrechenbaren Kosten gemäss Artikel 6 Absätze 2 und 3 des Verordnungsentwurfs im ersten Referenzjahr entspricht, bereinigt um die Veränderung des Preisindex und abzüglich des erwarteten Effizienzfortschrittes (vgl. Ausführungen WEKO zu Art. 8 Abs. 4). Eventualiter beantragt WEKO eine Übergangsfrist, deren Dauer in Jahren definiert ist.

SIE SA beantragt Streichung.

BKW beantragt Anpassung des Absatzes, da die Beurteilung der Durchleitungsvergütung einschliesslich Effizienz ausschliesslich Aufgabe der Schiedskommission ist.

Absatz 2:

IGEB, SWISSMEM, ZPK; Glas unterstützen ausdrücklich die Frist von 30 Tagen.

IGEB; Migros; HIAG, JURA, McDonalds, Tela, Watt beantragen den ergänzenden Nachsatz: Diese Pflicht zur Veröffentlichung gilt für alle Netzebenen.

Migros wünscht, dass die Veröffentlichung der Durchleitungsvergütungen auf den Zeitpunkt des Inkrafttretens erfolgen sollte.

Altstätten, axpo, Berneck, Diepoldsau, Ebnat-Kappel, EKZ, EWVA, ibk, IG Rheintal, Niederhelfenschwil, Oberbüren, Rüthi, SAK, Schmerikon, TBF, TBM, Waldkirch, Widnau, Wittenbach, Zuzwil beantragen die Streichung von Absatz 2. Die vorgesehene Mitteilungspflicht ist nicht praktikabel (so auch EBL, Sierre), weil die Vergütungen schrittweise über mehrere Ebenen gewälzt werden müssen und die Grundlagen zu jenem Zeitpunkt nicht vorliegen.

Für VS ist eine Mitteilungsfrist von 30 Tagen nach Inkrafttreten der Verordnung zu kurz. Es ist sinnvoller, dies Veröffentlichung vorab für die berechtigten Kunden zu garantieren und für die anderen Kunden in Abhängigkeit der Marktöffnungsstufen.

VSE; ESI beantragen die Frist auf 180 Tage nach Inkrafttreten der Verordnung hinaufzusetzen, da es undenkbar ist, dass alle Netzbetreiberinnen in der Lage sein werden innerhalb von 30 Tagen die Durchleitungsvergütungen zu bestimmen und zu veröffentlichen.

SSV; Orbe, Enerdis, sn energie beantragen die Frist auf 3 Monate festzusetzen. Für SSV, sn energie könnte alternativ eine Preisveröffentlichung erst dann verlangt werden, wenn durchleitungsberechtigte Kunden vorhanden sind.

Für EBM, Yverdon-les-Bains ist die angesetzte Frist zu kurz.

AEW und EKT beantragen gestufte Veröffentlichungstermine: 120 Tage für Netzebene 1 und Spannungsebene bis 110/50 kV, 240 Tage für Spannungsebene bis 1 kV, 360 Tage für Spannungsebene kleiner als 1 kV. Dies mit dem Hinweis, dass die Preise in Kaskaden ermittelt werden.

Pü erachtet den Zusatz "zuzüglich der von kantonalen oder kommunalen Behörden vorgeschriebenen geldwerten Leistungen nach Artikel 8 Absatz 2" als überflüssig, da bereit in den anrechenbaren Kosten nach Artikel 6 enthalten.

Die SBB erachten eine Publikation in einem öffentlichen Organ als nicht in jedem Fall erforderlich. Insbesondere bezüglich der Durchleitungsvergütungen des Bahnstromnetzes dürfte kaum ein Interesse der breiten Öffentlichkeit bestehen. SBB beantragt darum die Umformulierung: "... diese in geeigneter Form".

3.36 Artikel 35 (Bilanzgruppen und Ausgleichsenergie)

Für BS und IWB müssen mit der Marktöffnung die Regeln festgelegt sein, die allen Marktteilnehmern eine möglichst diskriminierungsfreie Nutzung der Marktmöglichkeiten ermöglichen. Hier besteht dringender Handlungsbedarf (eine Regelzone und ein effizientes Bilanzgruppenmodell).

Altstätten, axpo, Ebnat-Kappel, EKZ, EWVA, ibk, Niederhelfenschwil, Oberbüren, SAK, Schmerikon, TBF, TBM, Waldkirch, Wittenbach, Zuzwil beantragen Streichung, da diese Fragen im Sinne des Subsidiaritätsprinzips durch die Branche zu regeln sind.

atel, BKW, EGL, SBDK beantragen folgende Ergänzung: "... die Übergangsregelungen gestützt auf die Vorschläge der Eigentümerinnen der Übertragungsnetze bis zum Inkrafttreten ...". Gemäss Subsidiaritätsprinzip sind die Branchenvorschläge zur Grundlage zu machen.

IGEB; Migros; HIAG, JURA, McDonalds, Tela und Watt beantragen die Ergänzung: "Minder- bzw. Mehrlieferungen müssen durch die jeweiligen Bilanzgruppenverantwortlichen saldiert und in den Programmlieferungen der Folgeweche durch entsprechende Mehr- bzw. Minderlieferungen nachgeliefert bzw. gekürzt werden." Mittels Kompensation von Ausgleichsenergie als Naturalaustausch könnten wettbewerbsverhindernde Elemente ausgeschaltet werden.

eos möchte die Festlegung der Übergangsregeln der Schiedskommission und nicht dem Bundesamt übertragen.

EWB, ewl, ewz, swisspower, Thun, Winterthur beantragen einen zweiten Absatz: "Ab dem Zeitpunkt der Inkraftsetzung dieser Verordnung können die Elektrizitätsversorgungsunternehmen ihre Bilanzgruppe frei wählen." Begründet wird dies damit, dass aufgrund der Bestimmung von Artikel 32 Absatz 1 Buchstabe c EMG, wonach den Endkundinnen und Endkunden Preisvorteile aufgrund der teilweisen Marktzugangsberechtigung ihrer Energieversorgungsunternehmen zustehen, auch die Möglichkeit gegeben werden muss, in die Bilanzgruppe des Lieferanten der freien Quote zu wechseln.

3.37 Artikel 36 (Preise für feste Kundinnen und Kunden)

Coop beantragt Streichung des ganzen Artikels.

Absatz 1:

Für SP und SKS besteht ein Widerspruch zwischen Absatz 1 und Absatz 2, da entweder die gleichen Durchleitungspreise für durchleitungsberechtigte und gefangene Kund/innen bestehen oder zwischen Kundengruppen differenziert und diskriminiert wird. Letzteres ist auszuschliessen, da zwischen den Kundengruppen gleicher Spannungsebenen gleiche Durchleitungspreise gelten müssen.

IGEB, SWISSMEM, ZPK; Glas begrüssen, dass für die Durchleitung von Elektrizität für feste Kunden die gleichen Preise wie für durchleitungsberechtigte Endverbraucher gelten sollen.

PKES; Dintikon, Energiepool, Oberentfelden, VAS, Würenlingen beantragen Streichung dieses Absatzes, da diese Bestimmung unnötigen Aufwand verursacht und eine schrittweise Anpassung der Abrechnungssysteme verunmöglicht, was letztlich zu Lasten der Konsumenten – insbesondere der festen Kunden – ginge.

Coop; Altstätten, axpo, Berneck, Diepoldsau, Ebnat-Kappel, EKZ, EWVA, ibk, IG Rheintal, Niederhelfenschwil, Oberbüren, Rüthi, SAK, Schmerikon, TBF, TBM, Waldkirch, Widnau, Wittenbach, Zuzwil beantragen Streichung von Absatz 1, da ein Widerspruch zu Artikel 4 Buchstabe e EMG besteht, wonach feste Kund/innen bis zur vollständigen Liberalisierung keinen Anspruch auf Durchleitung haben und somit auch nicht die gleichen Preise beanspruchen können.

Für SIE SA betreffen Durchleitungsvergütungen in der Übergangsphase nur die zugelassenen Kunden. Für die festen Kunden gelten in dieser Zeit die gegenwärtigen Tarife. Andernfalls würde die vorgeschlagene Regelung mindestens in kostenrechnerischer Hinsicht einer vollständigen Öffnung entsprechen.

Für EKT besteht für die festen Kundinnen und Kunden ein Einheitstarif, eine Aufteilung nach Energie und Durchleitung ist gemäss Gesetz nicht vorgesehen.

Absatz 2:

Für Coop ist das Erfordernis der ähnlichen Verbrauchscharakteristik viel zu wenig präzise. Da diese Formulierung zu langwierigen Auseinandersetzungen führen dürfte, ist sie für eine Übergangsfrist nicht gerechtfertigt.

Altstätten, axpo, Berneck, Diepoldsau, Ebnat-Kappel, EKZ, EWVA, ibk, IG Rheintal, Niederhelfenschwil, Oberbüren, Rüthi, SAK, Schmerikon, TBF, TBM, Waldkirch, Widnau, Wittenbach, Zuzwil beantragen die Ergänzung: "... Kunden mit ähnlicher Verbrauchscharakteristik (Verbrauchsprofile) je gleiche Preise ...".

Absatz 3:

FDP; EWH und sn energie sind der Ansicht, dass aufgrund des gesetzlich geforderten Unbundling und der Nichtdiskriminierung höhere Kosten resultieren können, die Netzkosten sowie die Energiepreise während der Marktöffnungsphase aber grundsätzlich gegeben sind. Da die Beurteilung der Durchleitungspreise Sache der Schiedskommission ist, sollte sich die Tätigkeit der Preisüberwachung auf die Überprüfung der Energiebeschaffungskosten (Marge im Energiegeschäft) beschränken. Es wird deshalb beantragt, Absatz 3 wie folgt anzupassen: "... durch die Preisüberwachung, ausgehend von den Energiebeschaffungskosten und aufgrund der Beurteilung der Durchleitungskosten durch die Schiedskommission."

acsi und FRC beantragen, dass die Preisüberwachung die erforderlichen Kompetenzen und Mittel erhält um diese Aufgaben gewissenhaft ausüben zu können, so dass die Kleinkonsumenten nicht für die den Grossverbrauchern gewährten Rabatte bezahlen müssen.

Altstätten, axpo, Berneck, Diepoldsau, Ebnat-Kappel, EKZ, EWVA, ibk, IG Rheintal, Niederhelfenschwil, Oberbüren, Rüthi, SAK, Schmerikon, TBF, TBM, Waldkirch, Widnau, Wittenbach, Zuzwil verlangen Neuformulierung von Absatz 3: "Der Preis für feste Kundinnen und Kunden unterliegt der Kontrolle durch die Preisüberwachung."

AEW beantragt die Einfügung eines neuen Absatz 4: "4 Die getrennte Rechnungsstellung für die Durchleitung und die Elektrizitätslieferung nach Artikel 15 gilt für feste Kundinnen und Kunden erstmals im zweiten vollen Geschäftsjahr nach Inkraftsetzung dieser Verordnung." AEW begründet dies damit, dass die Umstellung von Ab- und Verrechnungssystemen nach den Bestimmungen von Artikel 15 EMV grossen Aufwand verursacht, den viele Netzbetreiberinnen nicht im vorgesehenen Zeitrahmen leisten können.

3.38 Artikel 37 (Durchleitung für Endverbraucherinnen und Endverbraucher)

Absatz 1:

IGEB, SWISSMEM, ZPK; Glas begrüssen, dass eine flexible Lösung für den Zutritt zum freien Markt gefunden wurde.

EKV beantragt eine Änderung, die eine Bündelung verschiedener industrieller Unternehmen zu Einkaufsgemeinschaften zulässt. Die Eingrenzung auf eine Verbrauchsstätte ist zu eng.

Coop und Migros beantragen eine weniger starke Einschränkung des Begriffs Verbrauchsstätte. Coop beantragt die Übernahme einer der folgenden Definitionen: "Als Verbrauchsstätten gelten Standorte von Endverbraucher/innen, welche eine wirtschaftliche Einheit bilden" oder (mit 2. Priorität): "Als Verbrauchsstätten gelten Standorte von Endverbraucher/innen, welche eine wirtschaftliche Einheit innerhalb einem Elektrizitätsversorgungs- oder –verteilunternehmen bilden". Der zweiten Variante schliessen sich auch IGEB sowie HIAG, JURA, McDonalds, Tela und Watt an und halten fest, dass für die Beurteilung der Zulässigkeit der Bündelung von Standorten die Schiedskommission zuständig ist.

Absatz 2:

FRC und ps-vd befürchten, dass diese Regelung nicht dem effizienten Energieverbrauch förderlich ist.

Altstätten, axpo, Berneck, Ebnet-Kappel, EKZ, EWVA, ibk, IG Rheintal, Niederhelfenschwil, Oberbüren, Rüthi, SAK, Schmerikon, TBF, TBM, Waldkirch, Widnau, Wittenbach, Zuzwil beantragen Streichung von Absatz 2, da die Toleranzmenge im Widerspruch steht zu Artikel 27 EMG.

Absatz 4:

ZH, BS, SH, AR, AI, SG, TG; IB Zürich, IWB begrüssen ausdrücklich den Anspruch von Kehrlichtverbrennungsanlagen auf Durchleitung im Umfang von 50 Prozent ihrer Überschussenergie. Darüber hinaus soll sich die Vergütung für Elektrizität aus Kehrlichtverbrennungsanlagen und Deponien nach marktorientierten Bezugspreisen für gleichwertige Energie richten.

JU und FES beantragen eine gleichwertige Vergütung für Elektrizität aus Kehrlichtverbrennungsanlagen wie für erneuerbare Energien gemäss Artikel 1 Buchstabe f EnV.

sn energie schlägt vor, dass die KVA 100 Prozent ihrer Überschussenergie ab Inkrafttreten des Gesetzes an beliebige Kunden liefern können, weil damit Unsicherheiten über die Einspeisemodalitäten der restlichen 50 Prozent beseitigt werden können. Gleiches beantragt GEKAL, wobei ein Erzeugungsnachweis nach Artikel 40 erforderlich ist.

TI beantragt Streichung oder Anpassung dieses Absatzes, da die rechtliche Grundlage gemäss Definition der Energieverordnung fehlt bzw. nicht damit übereinstimmt. VS schliesst sich dieser Feststellung an und verlangt eine Klärung.

UR beantragt Streichung von Absatz 4, da Elektrizität aus Kehrlichtverbrennungsanlagen nicht besser gestellt werden soll als Elektrizität aus Wasserkraftwerken grösser als 1 MW Bruttoleistung.

FSP, VSE, VSEI, VEE, ACE, PKES, Niederhelfenschwil, Wittenbach, Berneck, Zuzwil, EWH, Oberbüren, Ebnat-Kappel, VBE, IBA, Rüthi, VELO, Waldkirch, Altstätten, EW Höfe, EGL, Widnau, Oberentfelden, VAS, IG Rheintal, atel, EKT, axpo, ESR, AEW, EKZ, ibk, eos, rsp, TBF, TBM, Schmerikon, EWVA, SAK, ESI, Energiepool, BKW, Würenlingen beantragen Streichung von Absatz 4, da die rechtliche Grundlage für diese Bestimmung fehlt.

SSes, Swissolar; AEE beantragen ebenfalls Streichung von Absatz 4.

3.39 Artikel 38 (Durchleitung für Elektrizitätsversorgungsunternehmen)

Absatz 2:

SSV und IB Zürich bemerken, dass bei der Ausübung des eigenständigen Durchleitungsanspruchs von EVU bei der Art des Bezugs (Fahrplan- bzw. Ausgleichsenergie) darauf zu achten ist, dass die damit angestrebten Preisvorteile für die festen Kundinnen und Kunden auch tatsächlich realisiert werden können.

EGL beantragt Streichung des zweiten Satzes mit der Begründung, dass dies eine einseitige Bevorzugung der Energieversorger wäre.

3.40 Artikel 39 (Unentgeltliche Durchleitung von Elektrizität aus erneuerbaren Energien)

SSes, Swissolar; WWF; AEE fordern nachdrücklich die Beibehaltung von Artikel 39 in der vorgeschlagenen Form.

Clima Suisse und SSIV begrüßen ausdrücklich die Bestimmungen von Artikel 39, da diese zu einem erhöhten Stellenwert der erneuerbaren Energien in der Schweiz beitragen und für die Elektrizitätswirtschaft wirtschaftlich vertretbar sind. Für IGEB, Migros, JURA, HIAG, McDonalds, Tela, Watt erachten die bestehende Regelung als gelungen.

CP fordert eine einfachere Lösung.

SGCI und EKV sind strikt gegen jegliche kostenlose Durchleitung von Energien, da diese den Wettbewerb verzerren und neue Ineffizienzen fördern. Der ganze Artikel ist zu streichen.

EKW EE und IGW erachten eine Diskriminierung der grossen Wasserkraftwerke sowie die Diskriminierung der Wasserkraft gegenüber den neuen erneuerbaren Energien als nicht gerechtfertigt. Diese Diskriminierung muss aufgehoben werden.

Absatz 1:

UR, NW, TI, VS, RKGK; CVP, FDP; FSP, VSEI; ACE, CFEE, SWWV, VEE, VSE; SSV; Altstätten, atel, axpo, Berneck, BKW, EBM, Ebnat-Kappel, EGL, EKW EE, EKT, EKZ, Enerdis, eos, ESI, ESR, EW Höfe, EWB, ewl, EWVA, ewz, IB Zürich, ibk, IG FKW, IG Rheintal, IGW, Niederhelfenschwil, Oberbüren, onyx, Rüthi, SAK, SBDK, Schmerikon, SEFA, sn energie, sgsw, St. Gallen, swisspower, TBF, TBM, Thun, VBE, VELO, VTE, Waldkirch, Widnau, Wittenbach, Yverdon-les-Bains, Zuzwil beantragen, die unentgeltliche Durchleitung von Elektrizität auf inländische Erzeugungsanlagen zu beschränken.

FDP und EWH verlangen eine Überprüfung der Vereinbarkeit der Einschränkung auf inländische Anlagen mit den WTO/GATT-Bestimmungen.

FDP und EWH empfehlen zudem die Anbindung an den Grenzwert gemäss Energieverordnung zu prüfen.

AG verlangt eine Überprüfung inwieweit der Bezug zur Überschussenergie gemäss Energiegesetz richtig ist.

AEW, EKT und VTE beantragen die Ergänzung "... ist unentgeltlich, wenn die durch den Preisüberwacher und das zuständige Bundesamt überprüften Gestehungskosten ...".

WWF; EWB, ewl, ewz, IG FKW und Thun beantragen eine neuen Absatz 1^{bis}: "Die Durchleitung von Elektrizität aus einländischen Wasserkraftanlagen bis zu einer Leistung von maximal 500 kW ist unentgeltlich, wenn die Voraussetzungen gemäss Absatz 1 erfüllt sind und diese Wasserkraftanlagen die Anforderungen für die Bewilligung neuer Wasserkraftwerke erfüllen." Dadurch soll sichergestellt werden, dass begünstigte Kleinwasserkraftwerke hohe ökologische Anforderungen erfüllen, insbesondere die Restwassermengen (Art. 29 ff GschG) und jene des Fischereigesetzes (Art. 7 ff. BGF). Dieses Anliegen unterstützen auch Coop (strengste ökologische Anforderungen, z.B. gemäss naturemade star) und eos.

ISKB beantragt Neuformulierung:

"¹ Die Durchleitung von (...) ist unentgeltlich:

- a) Für nach Artikel 7 Absatz 3 EnG Vergütungs-berechtigte unabhängige Produzenten, wenn die Gestehungskosten für die erzeugte Elektrizität höher sind als die Vergütung von Überschussenergie nach Artikel 7 Absatz 3 EnG.
- b) Für die übrigen Produzenten, wenn die Gestehungskosten höher sind als die Beschaffung gleichwertiger Energie im Sinne des EnG im freien Elektrizitätsmarkt, plus 20 Prozent Zuschlag um dem Mehrwert erneuerbarer Energie im freien Markt Rechnung zu tragen."

ISKB begründet die Neuformulierung damit, dass nicht nur Anlagen im Besitz unabhängiger Produzenten, sondern auch solche im Besitz von Unternehmen der öffentlichen Energieversorgung sind, begünstigt werden können.

PKES; Dintikon, SWS, VAS, Würenlingen beantragen Streichung von Absatz 1, da deren Abwicklung kompliziert und kostspielig ist. Eine Bevormundung der Kunden durch die EMG wird abgelehnt.

Absatz 2:

VSE; atel, BKW und ESI beantragen die Ergänzung "² Netzbetreiberinnen bzw. Lieferanten erstatten ...", da es möglich sein muss, dass ein Lieferant die Rückforderung der Netzbenutzung direkt vornehmen kann.

FDP; EWH und sn energie empfehlen bzw. fordern eine Präzisierung, wonach die kundenorientierten Kosten (Zähler, Ablesung, Fakturierung) den Endkunden in Rechnung gestellt werden, insbesondere in Fällen, wo Endkunden ausschliesslich solche, von der Durchleitungsvergütung befreite Energie beziehen.

SKS und Coop sind dagegen, dass Systemdienstleistungen den Endverbraucher/innen in Rechnung gestellt werden können. Für diese ist es nicht nachvollziehbar, wenn es heisst, die Durchleitungsvergütung sei unentgeltlich und sie dann trotzdem noch andere Kosten ausser dem Strompreis bezahlen müssen. IGEB; Migros; HIAG, JURA, McDonalds, Tela und Watt würden ebenfalls auf die Belastung der Systemdienstleistungen verzichten.

EWB, ewl, ewz, IG FKW und Thun beantragen Neuformulierung:

"² Lieferantinnen bezahlen den Netzbetreiberinnen die Durchleitungsvergütung für die von den Endverbraucherinnen und –verbrauchern beanspruchte Netzbenutzung. Die schweizerische Netzgesellschaft erstattet der Lieferantin die Durchleitungsvergütung zurück, sofern die Lieferantin nachweist, dass sie die Durchleitungsvergütung aufgrund der Lieferung von Elektrizität aus Anlagen nach Artikel 29 des Gesetzes an die Netzbetreiberin bezahlt und den Endverbraucherinnen und –verbrauchern nicht verrechnet hat. Rückerstattungsberechtigt sind nur die direkt mit der Durchleitung zusammenhängenden Kosten."

Diese Neuformulierung ermöglicht die Übereinstimmung mit dem von VSE und ewz ausgearbeiteten Konzept für die effiziente und kostengünstige Abwicklung der Fördermassnahmen unter Einbezug einer Clearingstelle.

Absatz 3:

BS und IWB beantragen die Ergänzung: "³ Die Netzbetreiberin kann die Kosten der unentgeltlichen Durchleitung und deren Abwicklung der schweizerischen ...", da die Abwicklung dieser Massnahme einen zusätzlichen Aufwand erzeugt.

VSE; atel, BKW, ESI beantragen die Ergänzung: "³ Die Netzbetreiberinnen bzw. Lieferanten können die Kosten (...) an die betreffenden Netzbetreiberinnen bzw. Lieferanten. ...", da es möglich sein muss, dass ein Lieferant die Rückforderung der Netzbenutzung direkt vornehmen kann.

EWB, ewl, ewz, IG FKW, Thun beantragen Neuformulierung: "³ Die schweizerische Netzgesellschaft überprüft diese Kosten. Die dadurch der schweizerischen Netzgesellschaft anfallenden Kosten sind den Kosten des Übertragungsnetzes anzurechnen." Diese Neuformulierung ermöglicht die Übereinstimmung mit dem von VSE und ewz ausgearbeiteten Konzept für die effiziente und kostengünstige Abwicklung der Fördermassnahmen unter Einbezug einer Clearingstelle.

EGL beantragt Streichung von Absatz 3, da die Kostenüberwälzung auf das Übertragungsnetz ungerechtfertigt ist.

ISKB beantragt einen neuen Absatz 4: "⁴ Die Grenze der Berechtigung für die freie Durchleitung wird bei der Wasserkraft mit der mittleren mechanischen Bruttoleistung des Wassers gemäss Artikel 51 des Bundesgesetzes über die Nutzbarmachung der Wasserkräfte festgelegt." Dadurch sollen verschiedene Vollzugsprobleme vermieden werden.

3.41 Artikel 40 (Erzeugungsnachweis)

SO erachtet diese Vorgabe hinsichtlich der aktuellen CO₂-Problematik und den heute eklatanten Wettbewerbsnachteilen von ökologisch produzierten Strom aus Wasserkraft als sinnvoll.

SGCI und EKV lehnen diese Bestimmungen als unnötig ab (s. Anträge zu Art. 32 und 39).

Für SIE SA sollten diese Bestimmungen nicht die Netzbetreiberinnen betreffen, da es nicht deren Rolle ist, zu Erzeugungsanlagen Stellung zu nehmen.

Absatz 1:

EWB, ewl, ewz, IG FKW, Thun beantragen folgende Anpassung: "¹ Wird ein Anspruch auf Durchleitung von Elektrizität aus erneuerbaren Energien zur Belieferung beliebiger Endverbraucherinnen und –verbraucher nach Artikel 27 Absatz 1 Buchstabe c des Gesetzes geltend gemacht, muss der betreffende Netzbetreiberin ein Erzeugungsnachweis vorgelegt werden. Für die Geltendmachung der unentgeltlichen Durchleitung nach Artikel 29 des Gesetzes muss der Erzeugungsnachweis vom Produzenten der Lieferantin und von dieser der schweizerischen Netzgesellschaft vorgelegt werden." Mit dieser Ergänzung soll eine Aufteilung je nach Zweck des Nachweises entweder für die Befreiung der Durchleitungsvergütung oder für die Durchleitung ermöglicht werden.

Absatz 2:

SZ, BL, JU, EnDK beantragen einen neuen Absatz 2^{bis} aufzunehmen: "Endverbrauchern und Endverbraucherinnen, die rückerstattungsberechtigte Energie einkaufen, ist der Erzeugungsnachweis durch den Lieferanten nach Möglichkeit direkt mit der Rechnung zuzustellen."

EWB, ewl, ewz, IG FKW, Thun beantragen folgende Anpassung: "² Der Erzeugungsnachweis enthält Angaben zur eingesetzten Primärenergie, der Leistung der Anlage und zur Menge der durchschnittlich pro Jahr erzeugten und in das Netz eingespeisten Elektrizität. Der Erzeugungsnachweis kann zum Zweck des Herkunftsnachweises nach Art. 25, für die Abwicklung der gebührenfreien Durchleitung nach Art. 39 oder für die Geltendmachung der vorgezogenen Durchleitung beliebig gestückelt werden." Begründung s. betr. Absatz 1.

3.42 Artikel 41 (Voraussetzungen und Gesuchsunterlagen für Darlehen an Wasserkraftwerke)

ZH, GR, TG, AI, AR, TI, SH, SG und SWWV weisen darauf hin, dass zur Hauptsache die Kantone die Umweltschutzgesetzgebung zu vollziehen haben und der Bund im Zusammenhang mit allfälligen Gewährung von Darlehen nicht in die Kompetenz der Kantone eingreifen darf.

Gemäss UR, TI, VS, RKGK; CFEE und VSE gibt es keine sachlichen Gründe, die Darlehensgewährung zur Überbrückung betriebswirtschaftlicher Schwierigkeiten (Art. 41 Abs. 1 lit. d) von der Einhaltung der Umweltschutzgesetzgebung abhängig zu machen. Zum einen ist der Artikel 28 Absatz 1 EMG zu Grunde liegende Gedanke ausschliesslich betriebswirtschaftlicher Natur. Zum anderen wird das Nutzungsregime in den Fällen von Artikel 28 Absatz 1 EMG in keiner Weise verändert.

SZ; SL und SFV empfehlen, die allgemein gehaltene Anforderung von Artikel 41 Absatz 1 Buchstabe d im Sinne des erläuternden Berichtes zu präzisieren. Wie im Bericht dargelegt, ist dabei zwischen Investitionen bei Anlagen mit bestehenden Konzessionen und bei Anlagen mit zu erneuernden Konzessionen zu differenzieren. Für WWF müsste die Anlage den materiellen Anforderungen der Umweltschutzgesetzgebung entsprechen.

Es genügt für EAWAG nicht, wenn eine Anlage lediglich den Anforderungen der Umweltgesetzgebung entspricht. Das EMG weist auch explizit darauf hin, dass im Fall von Erneuerungsmassnahmen, diese die Umweltverträglichkeit der betreffenden Werke spürbar verbessern müssen. Aus diesem Grunde ist eine Erweiterung des Artikel 41 sinnvoll.

Betreffend Artikel 41 Absatz 2 Buchstabe c kann gemäss UR, TI, VS, RKGK sowie CFEE und SWWV mit dieser Auflage bestenfalls die Einhaltung der Artikel 80 ff. GSchG sowie Massnahmen nach Artikel 9 des BGF gemeint sein, da es sich um die Erneuerung bestehender Anlagen handelt. Es sollte präzisiert werden, dass der Betrieb der Anlagen im Rahmen der konzessionierten Rechte erfolgt.

Für UR, GR, TI, VS, JU, EnDK, RKGK und SWWV sind die Voraussetzungen und das Verfahren zur Gewährung eines Darlehens für Wasserkraftwerke zu streng bzw. zu aufwändig ausgefallen. Gegenüber der Aufnahme eines Darlehens auf dem Kapitalmarkt bietet die vom Bund vorgesehene Möglichkeit keine echten Vorteile. Die Bestimmung ist darauf angelegt, sie gar nie zur Anwendung gelangen zu lassen. Gemäss SWWV verstärkt die Beschränkung der Darlehen auf die Hälfte der Investitionskosten die Zweifel an der Lenkungswirkung der Darlehensgewährung.

VS und CFEE weisen darauf hin, dass in der Verordnung der Begriff "Träger" mit "bailleurs de fonds" übersetzt wird. Im Gesetz steht der Begriff "exploitant". VS schlägt den Begriff "exploitant concessionnaire de forces hydrauliques" vor. SWWV geht davon aus, dass sich der Begriff "Träger" auf die betriebswirtschaftliche Einheit (in der Regel die Gesellschaft, die ein Kraftwerk im Rahmen einer erworbenen Konzession betreibt) bezieht und nicht auf allfällige Eigentümer dieser Gesellschaft, welche in ganz unterschiedlichen Situationen stehen können.

Für VS, CFEE und SWWV ist Artikel 41 Absatz 1 Buchstabe b zu einschränkend. Vorschlag: "die langfristige Wirtschaftlichkeit der Anlage die Rückzahlung der Darlehen gewährleistet".

VS und CFEE schlagen für die Übersetzung von Wirtschaftlichkeit, an Stelle von "viabilité économique", "rentabilité économique" vor.

Gemäss SP und SKS sind Artikel 41 Absätze 1 und 2 zu ergänzen mit Umwelt- und Gewässer-schutzgesetzgebung.

Gemäss IGEB und SWISSMEM ist positiv zu vermerken, dass bei der Gewährung von Darlehen für nicht amortisierbare Investitionen (NAI) die finanzielle Lage der Träger berücksichtigt werden muss.

Für SSES, Swissolar; WWF; AEE und SSIV sind die Bestimmungen von Artikel 41 EMV von zentraler Bedeutung und sollten in der jetzt vorgeschlagenen Form beibehalten werden.

Die CFEE schlägt vor, als Sticht datum das Inkrafttreten des EMG anstelle des 31. Dezember 1996 einzusetzen.

3.43 Artikel 42 (Zuständigkeiten, Höhe und Rückzahlung der Darlehen an Wasserkraftwerke)

Für VS und CFEE ist es nicht ersichtlich, warum die Gesuche an verschiedene Bundesämter einzureichen sind (Abs. 1), deswegen der Vorschlag, für beide Gesuchstypen das BWG als zuständig zu erklären.

Für UR, TI, VS, JU, EnDK, RKGK; CFEE und SWWV ist das in Absatz 2 aufgeführte BUWAL einzig in den Fällen gemäss Artikel 41 Absatz 2 EMV zu konsultieren.

Gemäss SWISSMEM ist die Formulierung im Absatz 3 "... unabhängige und sachverständige Experten ..." nicht eindeutig und deshalb zu verbessern. Die Meinung ist nicht, dass die Bundesämter

einerseits unabhängige und andererseits kompetente Experte engagiert, sondern dass "... auf Kosten des Gesuchstellers unabhängige sachverständige Experten ..." beigezogen werden.

Gemäss CFEE ist es falsch, die Kosten für die Prüfung der Darlehensgesuche den Gesuchstellern aufzuerlegen. Vielmehr sollte der Gesetzgeber, der den Systemwechsel verursacht hat, diese Kosten mittragen.

SWWV schlägt vor, Absatz 3 zu streichen.

Die CVP begrüsst ausdrücklich die in Absatz 6 getroffene Regelung, wonach die Darlehen für die Erneuerung die Hälfte der erforderlichen Investitionen nicht überschreiten dürfen.

Die Beschränkung der Höhe der Darlehen (Abs. 6) schiesst gemäss UR, TI, VS, RKGK sowie CFEE und SWWV über das EMG hinaus und sollte gestrichen werden.

Für SP; FRC und SKS ist die Beschränkung der Höhe zu restriktiv. Die effektive Höhe der Darlehen soll im Ermessen des Bundesrates liegen. Als Obergrenze sind neu die Investitionskosten gesetzlich festzulegen. Letztlich sollte es darum gehen, Modernisierungen zu fördern und nicht zu verhindern.

Gemäss UR, SO, TI, VS, RKGK; CFEE und SWWV sind die Rückzahlungsmodalitäten (Abs. 7) restriktiver als vom Gesetz gefordert. Die Beschränkung auf 20 Jahre hat deshalb keine gesetzliche Grundlage und sollte gestrichen werden.

SWWV ist der Meinung, die Darlehen müssten in einem der finanziellen Situation der Darlehensnehmer angepassten Zeitraum zurückbezahlt werden. Wo dies die finanziellen Verhältnisse notwendig erscheinen lassen, sind die Stundung von Zinsen und Amortisationen sowie die Zahlung von Teilzinsen vorzusehen.

3.44 Artikel 43 (Gründung der schweizerischen Netzgesellschaft)

SP; kf und SKS kritisieren, dass nirgends erwähnt wird, bis wann die Netzgesellschaft zu gründen sei. Diese Unsicherheit sollte aus dem Weg geräumt werden, indem festgehalten wird, dass die schweizerische Netzgesellschaft spätestens zwei Jahre nach Inkraftsetzung des EMG gegründet sein muss.

Gemäss BKW muss in Absatz 3 der Hinweis auf Artikel 3 gestrichen werden.

EWB, ewl, ewz, Thun, swisspower und Winterthur schlagen folgende Ergänzung zu Absatz 4 vor: "Drei Jahre nach Inkrafttreten des EMG sind die bestehenden sieben Regelzonen in eine gesamtschweizerische Regelzone übergeführt."

3.45 Artikel 44 (Anpassung bestehender Vertragsverhältnisse)

TI, JU, EnDK ersuchen um Klarstellung, wonach Energielieferungsverträge, die im Zusammenhang mit Wasserkraftkonzessionen stehen, von den in dieser Bestimmung vorgesehenen Anpassungsmöglichkeiten ausgenommen sind.

EWB, ewl, ewz, Thun, swisspower, Winterthur begrüssen diese Regelung. Diese Norm ist marktgerecht, weil sie dem EVU das Recht gibt, den ungünstigsten Elektrizitätsbezugsvertrag zuerst zu kündigen.

Energiepool beantragt die Streichung des ganzen Artikels, da diese Bestimmungen den freien Markt verhindern.

Absatz 1:

IB Zürich und SSV bemerken, dass die Möglichkeit für EVU, diejenigen Elektrizitätsbezugsverträge zu bezeichnen, welche sie mit ihren Vorlieferanten anpassen sollen, eine wichtige Forderung des Städteverbandes erfüllt und damit unbedingt beizubehalten ist.

Sevelen, rsp beantragt eine Anpassung von Absatz 1, die Endverteiltern mehr Freiheit beim Einkauf ihrer freien Marktquote ermöglicht. EWS beantragt die Streichung des zweiten Satzes. Mit dieser Bestimmung würden die Endverteiler zu stark eingeschränkt und gegenüber den heutigen Überlandwerken und Handelsgesellschaften benachteiligt.

IGEB; Migros; HIAG, JURA, Tela, McDonalds, Watt beantragen die Neuformulierung des zweiten Satzes: "... ist der unterschiedliche Verlauf von Erzeugung und Verbrauch im Sommer- bzw. Winterhalbjahr nicht zu berücksichtigen." Begründet wird diese damit, dass Artikel 27 EMG keine Rechtsgrundlage für Strukturierungen der freien Beschaffungsquote bietet.

BOG, VKE, Wetzikon, Windisch beantragen Streichung von Absatz 1, da diese Bestimmung die im EMG festgelegten freien Bezugsmengen der Endverteiler einengt und gegenüber den vertikal integrierten Unternehmen oder Händlern benachteiligt.

IGEB; Migros; HIAG, JURA, McDonalds, Tela, Watt beantragen die Aufnahme eines neuen Absatz 3: "³ Bis nach Ablauf von drei bzw. sechs Jahren seit dem Inkrafttreten des Gesetzes müssen Elektrizitätsversorgungsunternehmen (Vorlieferanten), die Eigentümer von Verteilnetzen zur Belieferung anderer Elektrizitätsversorgungsunternehmen (Verteiler) sind, sämtlichen Verteilern bzw. Weiterverteiltern für die Belieferung mit Elektrizität gleiche Preise und Konditionen anbieten." Dieser Antrag wird damit begründet, dass analog zu den Bestimmungen von Artikel 36 (Preissolidarität für feste Kunden) bis zur vollen Markttöffnung allen Endverteiltern gleiche Preise anzubieten sind.

IGEB; Migros; HIAG, JURA, McDonalds, Tela, Watt beantragen die Aufnahme eines neuen Absatz 4: "⁴ Über Streitigkeiten hinsichtlich der Preise und Konditionen gemäss Absatz 3 entscheidet die Schiedskommission." Um langwierige Gerichtsverfahren zu vermeiden soll die Schiedskommission auch in diesem Bereich entscheiden.

IGEB; Migros; HIAG, JURA, McDonalds, Tela, Watt beantragen die Aufnahme eines neuen Absatz 5: "⁵ Elektrizitätsversorgungsunternehmen, welche feste Kunden beliefern, sind verpflichtet, die durch Durchleitungen im Sinnen von Artikel 27 Absatz 1 Buchstabe b und Absatz 2 Buchstabe b des Gesetzes im Vergleich zum Zeitpunkt von dem Inkrafttreten des Gesetzes erzielten Vermögensvorteile bzw. Einsparungen während den Übergangsfristen von drei bzw. sechs Jahren ihren festen Kundinnen und Kunden zu vergüten. Die Vergütungen erfolgen durch Senkung der allgemeinen Tarife welche für feste Kundinnen und Kunden gelten. Die Einhaltung dieser Vorschrift wird durch den Preisüberwacher sichergestellt." Dadurch sollen Einsparungen aus dem Marktzutritt der Elektrizitätsversorgungsunternehmen in erster Linie den Kunden ohne Marktzutritt (KMU und Haushalte) zugeschrieben werden.

IGEB; Migros; HIAG, JURA, McDonalds, Tela, Watt beantragen die Aufnahme eines neuen Absatz 6: "⁶ Das Recht auf Anpassung bestehender Vertragsverhältnisse (Art. 33 Abs. 1 EMG) besteht mit Bezug auf alle Elektrizitätsbezugsverträge, die im Zeitpunkt des Inkrafttretens des jeweiligen

Marktöffnungsschritten bestehen." Dadurch soll die Möglichkeit geschaffen werden, dass alle Elektrizitätsbezugsverträge angepasst werden können.

3.46 Artikel 45 (Veröffentlichung der Jahresrechnung)

IGEB, ZPK; Glas zeigen sich befriedigt mit der vorgeschlagenen Frist.

IGEB; Migros; HIAG, JURA, McDonalds, Tela, Watt beantragen die Neuformulierung des zweiten Satzes: "Die Vorjahreszahlen sind entsprechend zu ermitteln." Mit dieser Massnahme sollen bilanzpolitische Massnahmen, wie Höherbewertung, sichtbar gemacht werden.

Für Enerdis, SEFA und Yverdon-les-Bains ist die Übergangsfrist zu kurz. Sie sollte entweder zwei Jahre dauern oder den erreichten Marktöffnungsschritten entsprechen.

3.47 Artikel 46 (Inkrafttreten)

Keine Stellungnahmen.

3.48 Anhang (Anrechenbare Kosten der Netzbetreiberinnen)

BS, BL und IWB, SIE SA beantragen eine Überarbeitung entsprechend den Bemerkungen zu Artikel 6.

SGCI und EKV unterstützen die vorgesehenen Kostenarten sowie die vorgeschlagene Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibungen und Kapitalkosten. Die in Kapitel 4.4.3 beschriebene Methode des CAPM erachten SGCI und EKV als sinnvoll, allerdings sollte als Referenzgrösse des Zinssatzes für risikoloses Fremdkapital jener von Bundesobligationen mit einer zehn- oder zwanzigjährigen Laufzeit genommen werden.

IGEB, ZPK; Glas beantragen, dass nicht amortisierbare Investitionen (NAI) im Bereich der Netzanlagen ebenso wie NAI im Bereich der Erzeugungsanlagen zu den Nichtanrechenbaren Kosten des Netzes gemäss Ziffer 4.3 zu zählen sind. Zu den "Nicht amortisierbaren Investitionen in Erzeugungsanlagen" besteht zudem Erklärungsbedarf.

Demgegenüber beantragt VSSV, dass NAI im Bereich der Netze als anrechenbare Kosten zulässig sind.

SSV und SWS kritisieren, dass die Grundsätze bezüglich der anrechenbaren Kosten die Aufrechterhaltung eines gesicherten Netzbetriebs verhindern. Die Unzulässigkeit von Überabschreibungen gemäss Ziffer 4.4.2 könnte zu wirtschaftlich unsinnigen Erneuerungen der Netze führen. Der Ansatz von 6 Prozent für das investierte Kapital und der Risikozuschlag von 0,5 Prozent sind zu tief. Als marktkonform gilt ein Risikozuschlag von 1,25 Prozent. Das standardisierte Finanzierungsverhältnis von 30 Prozent Eigenkapital und 70 Prozent Fremdkapital benachteiligt Unternehmen, die für eine gesunde Finanzierung sorgen.

WEKO beantragt unter Ziffer 4.2 die Streichung von "Kosten und Verrechnung der Aufträge für Planung und Ausführung von Kontrollen", da gemäss neuer Verordnung über elektrische Niederspannungsinstallationen künftig die Eigentümer einer Installation diese auf privatrechtlicher Basis erstellen, kontrollieren und instandstellen. Zudem beantragt WEKO eine Präzisierung, wonach Ko-

sten von Beratungsleistung, welche Bund, Kantone oder Gemeinden der Netzbetreiberin zwingend vorschreiben, verrechnet werden können.

Für SATW sollte eine Verordnung nur Grundsätze enthalten und sich auf allgemein anerkannte Grundlagen abstützen. Der Anhang sollte deshalb überarbeitet und gestrafft werden.

energiepool ortet Doppelspurigkeiten zum Verordnungstext und beantragt Streichung des Anhangs.

VSEI; SEV, VEE, VSE; PKES; AEW, Altstätten, atel, axpo, Berneck, BKW, Diepoldsau, Dintikon, EBL, EBM, Ebnat-Kappel, EGL, EKT, EKZ, eos, ESI, EWVA, IBA, ibk, IG Rheintal, Klingnau, Muhen, Niederhelfenschwil, Oberbüren, onyx, Rüthi, SAK, Schmerikon, sgsw, sn energie, St. Gallen, TBF, TBM, VAS, VELO, VTE, Waldkirch, Widnau, Wittenbach, Würenlingen, Zuzwil beantragen eine grundlegende Überarbeitung gemäss den folgende Änderungen bzw. Neuformulierungen:

Ziffer 2:

Anlagewert: "Als Anlagewert gilt der Wiederbeschaffungsneuwert, der den Kosten der Neuerstellung des vorhandenen Netzes zu heutigen Geldwerten und beim heutigen Stand der Technik entspricht." Erster und zweiter Spiegelpunkt streichen. Alternativ wäre eine Berechnung auf Basis der historischen Anschaffungskosten vorstellbar, allerdings unter Berücksichtigung einer Quote zur Netto-Substanzerhaltung.

Investiertes Kapital: Begriff zu ersetzen durch "betriebsnotwendiges Vermögen", wobei dieses ermittelt wird aus dem betriebsnotwendigen Anlagevermögen bewertet zur Hälfte der Wiederbeschaffungsneuwerte, evtl. abzüglich der Anschlussbeiträge, zuzüglich betriebsnotwendiges Umlaufvermögen (gewichteter Jahresdurchschnitt) abzüglich zinsfreie Verbindlichkeiten und Anzahlungen.

Kalkulatorische Abschreibungen: "Der für ein Geschäftsjahr berechnete Wertverzehr der Anlagegüter, definiert als Buchwert dividiert durch die technische Restlebensdauer, als Wiederbeschaffungsneuwert dividiert durch die gesamte technische Lebensdauer."

Kalkulatorischer Zins: "Abgeltung für das betriebsnotwendige Vermögen inklusive ...".

Ziffer 3:

"Die Gliederung der Kostenrechnung gemäss Artikel 6 Absatz 6 EMG wird im Kostenrechnungsschema für Netzbetreiber der Branche dargestellt." Mit dem Verweis auf das Kostenrechnungsschema für Netzbetreiber lässt sich vermeiden, dass Doppelspurigkeiten oder Unstimmigkeiten auftreten.

Ziffer 4:

In Ziffer 4.1 sollen nur Oberbegriffe verwendet werden, detaillierte Auflistungen sind wegen später zu erwartender Änderungen (gesetzliche Auflagen) zu vermeiden. Die Branche ist für die Nachführung eines entsprechenden Dokuments besorgt.

Ziffer 4.4.1 Grundsätze: "Basis für die Berechnung der kalkulatorischen Abschreibungen ist der Wiederbeschaffungszeitwert, wobei über die verbleibende technische Lebensdauer linear abgeschrieben wird bzw. Wiederbeschaffungsneuwert dividiert durch die gesamte technische Lebens-

dauer. Basis für die Berechnung der kalkulatorischen Zinsen ist das betriebsnotwendige Vermögen."

Ziffer 4.4.2 Berechnungsgrundlagen:

"Anlagewert: Die Netzbetreiberinnen sind gehalten, die Aktiven auszuscheiden, die dem Netzbetrieb zuzurechnen sind, und dafür auf Basis ihrer Anlagenbuchhaltung den Wiederbeschaffungszeitwert zu ermitteln."

Überabschreibungen: Streichen.

Ersatzinvestitionen: Streichen.

Ziffer 4.4.3 Berechnungsgrundlagen für die kalkulatorischen Zinsen:

Investiertes Kapital: Ersetzen durch "betriebsnotwendiges Vermögen", gemäss Bemerkungen zu Ziffer 2.

Risikoloser Zinssatz: Da die meisten Anlagen lange Nutzungsdauern aufweisen, ist für den risikolosen Zinssatz derjenige für über 10-jährige Bundesobligationen zu verwenden.

Zinssatz für Fremdkapital: Zuschlag mindestens 1,0 Prozent. Die Ratingzuschläge zwischen zehnjährigen Bundesobligationen und Energieanleihen lagen Anfangs Oktober 2001 deutlich höher als 50 Basispunkte und dürften aufgrund der höheren Risikoeinschätzung tendenziell noch steigen. Für nicht kapitalmarktfähige EVU ist die Kreditfinanzierung durch Banken im Vergleich zu Anleihenfinanzierung nochmals rund 20 Basispunkte höher.

Zinssatz für Eigenkapital: Anstelle des CAPM-Konzepts ist vom WACC-Ansatz (weighted average cost of capital) mit mindestens 7 Prozent auszugehen.

Risikozuschlag für Eigenkapital: anstelle von 3,75 Prozent Erhöhung auf 4,5 bis 6 Prozent.

Eigenkapitalanteil: Erhöhung auf 40 Prozent auf Basis Wiederbeschaffungszeitwert. Fristenkongruente Finanzierung muss langfristig angelegt sein, was praktisch nur über Eigenkapital möglich ist. Ein Anteil von 40 bis 50 Prozent darf als angemessen gelten, da andernfalls die Abhängigkeit von Kündigungsmöglichkeiten der Kapitalgeber zu gross würde. Bei tiefem zulässigem Eigenkapitalanteil könnten zudem die Kreditkonditionen verschlechtert werden. Sollte sich die dezentrale Stromerzeugung verstärkt durchsetzen, würde der Ertragswert der Netze verringert, deren Risiko nur durch Eigenkapital aufgefangen werden könnte.

Ziffer 5: Streichen.

Beilage Anlagekategorien und Nutzungsdauern: Flexibilisierung der Abschreibungszeiten mittels Angabe von Bandbreiten. Abschreibungsdauer sollte sich an der Dauer des Technologiezyklus und der technischen Nutzungsdauer orientieren.

Winterthur beantragt folgende Änderungen bzw. Ergänzungen:

Ziffer 2 Finanzierungsverhältnis: "... für das Gesamtkapital. Dabei wird von einem Eigen- und Fremdkapitalanteil von 40 Prozent/60 Prozent ausgegangen." Begründung vgl. Stellungnahme VSE u.a.

Ziffer 4.4.3 Zinssatz für Eigenkapital: "... für das Risiko der Branche. Bei der Ermittlung des Zinssatzes für das Eigenkapital sind 3,0 Prozent Zuschläge für das Small Cap Premium und für das unternehmensspezifische Risiko zu berücksichtigen." Grundsätzlich ist diese Gruppe von Vernehmlassern mit dem Modell des CAPM einverstanden, fordert aber eine höhere Marktrisikorendite als 4,5 Prozent gemäss Verordnungsentwurf. Gemäss einer CSFB Studie ist dieser rund 1 Prozent höher. Zudem sollten folgende Zuschläge auf dem Eigenkapital vorgenommen werden: 2,0 Prozent für ein Small Cap Premium und 1,0 Prozent für das unternehmensspezifische Risiko.

Ziffer 4.4.3 Gewichteter Kalkulationszinssatz: "Der gewichtete Kalkulationsszinssatz errechnet sich auf der Basis der standardisierten Finanzierungsverhältnisse von 40 Prozent Eigenkapital zu 60 Prozent Fremdkapital wie folgt: $0,4 * R_{ek} + 0,6 * R_{fk}$."

Thun schliesst sich den oben stehenden Anträgen der Stadtwerke an, beantragt unter Ziffer 4.2 Durchleitungsrechte/Konzessionsabgabe/Leistungsaufträge die Ergänzung: "... sowie kostenwirksame Leistungen aus kommunalen Leistungsaufträgen."

EWB beantragt folgende Änderungen:

Ziffer 2 Begriffe: Einführung des Wiederbeschaffungszeitwerts

Ziffer 4.2 Systemdienstleistungen: inkl. betriebliche Messung, Produktions- und Verbrauchserfassung, Aufwand für deren Verrechnung

Ziffer 4.4.2 Abgrenzung: "... sind vom zu verzinsenden Anlagewert ..."

Ziffer 4.4.2 Abschreibungsdauer: "... aufgeführt. Es sind 80 Prozent der technischen Nutzungsdauer gemäss Beilage anzuwenden."

Ziffer 4.4.3 Zinssatz für Fremdkapital: Marktgerechter Risikozuschlag, mindestens 1 Prozent.

Ziffer 4.4.3 Zinssatz für Eigenkapital: einfachere, für Netzbetreiber relevantere Formulierung.

Ziffer 4.4.3 Gewichteter Kalkulationszinssatz: situationsgerechter Eigenkapitalanteil, mindestens 40 Prozent.

Enerdis, ESR, SEFA, Sierre, Yverdon-les-Bains fordern eine Beschränkung auf Grundsätze und die Vermeidung von Doppelspurigkeiten und Differenzen mit Vorgaben der Branche (z.B. Lebensdauer gemäss Beilage). Der gewichtete Zinssatz sollte mindestens 7 Prozent betragen. Die Forderung nach Ausscheidung der Aktiven, die dem Netzbetrieb zuzurechnen sind, stellt für Infrastrukturanlagen, die noch weiteren Bereichen zugeordnet werden können, unlösbare Probleme.

IBB beantragt, dass der gewichtete Zinssatz zur Ermittlung der kalkulatorischen Zinsen mindestens 6 Prozent beträgt. Mindestens 7 bis 8 Prozent fordert EW Höfe.

ESR beantragt und einen gewichteten Zinssatz von 6,5 – 7 Prozent.

BOG, Sevelen, VKE, Windisch, Wetzikon, kritisieren die in der Beilage zum Anhang aufgeführte Liste der Nutzungsdauer. Anzuwenden sind Bandbreiten gemäss VSE-Kostenrechnungsschema.

Pü beantragt die Streichung der in Ziffer 3.3 angeführten Zulässigkeit von Sonderabschreibungen in begründeten Fällen. Durch die Anwendung des Buchwerts zur Berechnung der Abschreibungen

sowie die Zulässigkeit der Anrechnung erhöhter Kapitalkosten gemäss Artikel 8 Absatz 7 werden Sonderabschreibungen überflüssig. Pü möchte zu Ziffer 4.4.1 erster Satz eine Präzisierung, wonach es sich um den Anschaffungszeitwert handelt. Unter Ziffer 4.4.2 Anlagewert sollte es Wiederbeschaffungsneuwert anstelle von Wiederbeschaffungszeitwert lauten. Schliesslich beantragt Pü die Werte von β und $(R_m - R_f)$ langfristig festzulegen, um den Netzbetreiberinnen planbare Vorgaben über die zu erwartenden Zinssätze zu geben.

Abkürzungen der Vernehmlasser (in alphabetischer Reihenfolge)

Arbeitsgruppe Christen und Energie	ACE
Associazione consumatrici della Svizzera italiana	acsi
Agentur für erneuerbare Energien und Energieeffizienz	AEE
AEK Energie AG	AEK
AEW Energie AG	AEW
Kanton Aargau	AG
Kanton Appenzell I.Rh.	AI
Bund Schweizerischer Frauenorganisationen	alliance F
Elektrizitäts- und Wasserwerk Altstätten	Altstätten
Kanton Appenzell A.Rh.	AR
atel	atel
Aktion für vernünftige Energiepolitik Schweiz	AVES
Association valaisanne des producteurs d'énergie électrique	AVPE
Arbeitsgemeinschaft Wärmepumpen	AWP
Axpo Holding	Axpo
Bundesamt für Verkehr	BAV
Kanton Bern	BE
Politische Gemeinde Berneck	Berneck
Bernischer Elektrizitätsverband	bev
Schweiz. Bundesgericht	BG
Bernische Kraftwerke AG	BKW
Kanton Basel-Landschaft	BL
Bernmobil	BM
Betriebsleiterverband ostschweiz. Gemeinde-Elektrizitätswerke	BOG
Commune de Boudevilliers	Boudevilliers
Kanton Basel-Stadt	BS
Elektra Busslingen	Busslingen
Eidg. Wasserwirtschaftskommission	CFEE
Verband schweiz. Heizungs- und Lüftungsfirmer/Clima-Suisse	Clima Suisse
Christlichdemokratische Volkspartei der Schweiz	CVP
Coop Schweiz	Coop
Centre patronal	CP
Christlich-nationaler Gewerkschaftsbund der Schweiz	CSC
Politische Gemeinde Diepoldsau, Elektrizitätsversorgung	Diepoldsau
Gemeinde Dintikon	Dintikon
Ernst & Young AG, Bern	E. Young
Eidg. Anstalt für Wasserversorgung, Abwasserreinigung und Gewässerschutz	EAWAG
Elektra Baselland Liestal	EBL
Elektra Birseck	EBM
Elektrokorporation Ebnet-Kappel	Ebnet-Kappel
Elektrizitätswerk des Bezirks Schwyz	EBS
economiesuisse	economiesuisse
Entreprises électriques fribourgeoises	EEF
Energieforum Schweiz	EF
Elektra-Genossenschaft Bellikon-Hausen	EGBH
Elektrizitäts-Gesellschaft Laufenburg AG	EGL
Eidg. Kommission für Konsumentenfragen	EKK

Elektrizitätskorporation, Marthalen	EKM
Elektrizitätswerk des Kantons Thurgau	EKT
Schweiz. Energie-Konsumenten-Verband von Industrie und Wirtschaft	EKV
Engadiner Kraftwerke AG	EKW EE
Elektrizitätswerk des Kantons Zürich	EKZ
Konferenz Kantonaler Energiedirektoren	EnDK
Enerdis, Distributeurs Romands d'Energie S.C.	Enerdis
Energiepool Freiamt	energiepool
Electricité Neuchâteloise	ENSA
Elektra Oberrohrdorf	EOR
Energie Ouest Suisse	eos
Energie Ouest Suisse - Grande Dixence	eos - GD
Les Electriciens Romands	ER
Elettricità Svizzera Italiana	ESI
L'Energie de Sion-Région SA	ESR
Erdöl-Vereinigung	EV
EW Höfe	EW Höfe
Elektrizitätswerk der Stadt Bern	EWB
Elektrizitätswerk Embrach	EWE
Elektrizitätswerk Hochdorf AG	EWH
energie wasser luzern	ewl
EW Rümlang	EWR
EWS Energie AG	EWS
Energie- und Wasserversorgung Appenzell	EWVA
Elektrizitätswerk Zürich	ewz
Centralschweizerische Kraftwerke	EWZCH
Elektrizitätswerk Altdorf	EWZCH
Elektrizitätswerk Nidwalden	EWZCH
Elektrizitätswerk Schwyz	EWZCH
ewl Energie Wasser Luzern	EWZCH
WWZ Netze AG	EWZCH
Freisinnig-Demokratische Partei der Schweiz	FDP
Fachorganisation für Entsorgung und Strassenunterhalt	FES
Frauen für Energie	ffe
Kanton Freiburg	FR
Fédération romande des consommateurs	FRC
Fédération romande des syndicats patronaux	FSP
Fachverband der Beleuchtungsindustrie	FVB
Schweiz. Gemeindeverband	CHG
Grünes Bündnis	GB
Kanton Genf	GE
Genossenschaft Elektra Fislisbach	GEF
Gemeindeverband für Kehrichtbeseitigung Region Aarau-Lenzburg	GEKAL
Kanton Glarus	GL
Vereinigung Schweiz. Glasfabriken	Glas
Kanton Graubünden	GR
Greenpeace Schweiz	Greenpeace
Gruyère énergie SA	Gruyère

HIAG AG	HIAG AG
Departement der Industriellen Betriebe der Stadt Zürich	IB Zürich
IBA Strom AG	IBA
Industrielle Betriebe der Stadt Brugg	IBB
Industrielle Betriebe Kloten AG	ibk
Industriegemeinschaft Elektro-Installationsmaterial	IG
IG Werkbetriebe Frauenfeld	IG FKW
Interessengemeinschaft Strommarkt Rheintal	IG Rheintal
Interessengemeinschaft Energieintensive Branchen	IGEB
Interessengruppe Wasserkraft	IGW
Interessenverband Schweizerischer Kleinkraftwerk-Besitzer (ISKB)	ISKB
IWB	IWB
Kanton Jura	JU
JURA-Holding	JURA
Konsumentenforum Schweiz	kf
Stadt Klingnau	Klingnau
kronoswiss	kronoswiss
Conseil communal Ville de La Chaux-de-Fonds	La Chaux-de-Fonds
Municipalité de La Neuveville, Services techniques	La Neuveville
Municipalité de Lausanne	Lausanne
Ville du Locle, Services industriels	Le Locle
Licht- und Kraftwerk Glattfelden	LKW
Liberale Partei der Schweiz	LPS
Kanton Luzern	LU
McDonalds	McDonalds
Migros-Genossenschafts-Bund	Migros
Gemeindewerke Muhen, Elektrizitätsversorgung	Muhen
Municipalité de Moutier	Moutier
Kanton Neuenburg	NE
Gemeinde Niederhelfenschwil	Niederhelfen-schwil
Kanton Nidwalden	NW
Gemeinde Oberbüren, Elektrizitätsversorgung	Oberbüren
Gemeinde Oberentfelden, Technische Betriebe	Oberentfelden
onyx, Energie Mittelland	onyx
Städtische Werke Opfikon	Opfikon
Usines de l'Orbe	Orbe
Kanton Obwalden	OW
Präsidentenkonferenz Kantonalverbände der Endverteiler und Strombezüger	PKES
Lieferantenverband Heizungsmaterialien, Procal	Procal
Parti Socialiste Vaudois	ps-vd
Preisüberwachung	Pü
Regionale Energiegesellschaft Visp/Westlich Raron	REG AG
Regionale energielieferung Leuk AG	ReLL
Elektra Remetschwil	Remetschwil
Schweiz. Arbeitsgemeinschaft für Natur und Heimat (Rheinaubund)	rheinaubund
Regierungskonferenz der Gebirgskantone	RKGK
rii-seez power	rsp
Elektra Rüthi	Rüthi

Schweiz. Arbeitsgemeinschaft für die Berggebiete	SAB
Schweiz. Arbeitgeberverband	SAGV
Saint-Imier	Saint-Imier
St. Gallisch-Appenzellische Kraftwerke AG	SAK
Schweiz. Akademie der technischen Wissenschaften	SATW
Schweiz. Bundesbahnen	SBB
Schweizerische Betriebsdirektorenkonferenz	SBDK
Schweiz. Baumeisterverband	SBV
EW Schmerikon AG	Schmerikon
Société Electrique des Forces de l'Aubonne	SEFA
Schweiz. Energiestiftung	SES
Schweiz. Elektrotechnischer Verein	SEV
Wasser- und Elektrizitätswerk Sevelen	Sevelen
Schweiz. Fischerei-Verband	SFV
Kanton St. Gallen	SG
Schweiz. Gewerkschaftsbund	SGB
Schweiz. Gesellschaft für Chemische Industrie	SGCI
St. Galler Stadtwerke	sgsw
Schweiz. Gewerbeverband	SGV
Kanton Schaffhausen	SH
Service intercommunal de l'électricité	SIE SA
Sierre Energie	Sierre
Les Energies de Genève	SIG
Stiftung für Konsumentenschutz	SKS
Schweiz. Stiftung für Landschaftsschutz und -pflege	SL
sn energie	sn energie
Kanton Solothurn	SO
Società Elettrica Sopracenerina	Sopracenerina
Sozialdemokratische Partei der Schweiz	SP
Schweiz. Vereinigung für Sonnenenergie	SSES
Schweiz. Spenglermeister-und Installateurverband	SSIV
Schweiz. Städteverband	SSV
Stadt St. Gallen	St. Gallen
Gemeinde Strengelbach, Elektrizitätsversorgung	Strengelbach
Schweiz. Technischer Verband - Swiss Engineering	STV
Schweiz. Vereinigung für Atomenergie	SVA
Schweizerische Volkspartei	SVP
SWISSMEM	SWISSMEM
Swissolar	Swissolar
swisspower	swisspower
Städtische Werke Solothurn	SWS
Schweiz. Wasserwirtschaftsverband	SWWV
Städtische Werke Zofingen	SWZ
Kanton Schwyz	SZ
Technische Betriebe Flawil	TBF
Technische Betriebe St. Margrethen	TBM
Technische Betriebe Wil	TBW
Tela-Kimberly	Tela

Kanton Thurgau	TG
energie thun	Thun
Kanton Tessin	TI
Gemeinde Tübach	Tübach
Kanton Uri	UR
Parlamentarische Kommission für Umwelt, Energie und Raumplanung des Na- tionalrates	UREK N
Verband Aargauischer Stromkonsumenten	VAS
Vereinigung Bündnerischer Elektrizitätswerke	VBE
Verband der Betriebsleiter und Betreiber Schweiz. Abfallbehandlungsanlagen	VBSA
Kanton Waadt	VD
Vereinigung exportierender Elektrizitätsunternehmen	VEE
Verband der Elektro-Installationsfirmen im Linthgebiet und Oberland	VELO
Eidg. Versicherungsgericht	VG
Schweiz. Verband für visuelle Kommunikation	viscom
Verband Kommunalen Elektrizitätsversorgungs-Unternehmen im Kanton Zürich und angrenzenden Gebieten	VKE
Verband der Personalvertretungen der schweizerischen Elektrizitätswirtschaft	VPE
Kanton Wallis	VS
Verband Schweiz. Elektrizitätsunternehmen	VSE
Verband Schweiz. Elektro-Installationsfirmen	VSEI
Verband der Schweiz. Gasindustrie	VSG
Verband Schweiz. Heizkörper-Werke	VSHW
Vereinigung des Schweizerischen Import- und Grosshandels	VSIG
Verband Schweiz. Anbieter von Sonnen- und Wetterschutzsystemen	VSR
Verband Schweiz. Schrott-Verbraucher	VSSV
Verband Thurgauischer Elektrizitätsversorgungen	VTE
Verband Zürcher Strombezüger	VZS
Politische Gemeinde Waldkirch, Elektrizitätsversorgung	Waldkirch
Watt Suisse	Watt
Wettbewerbskommission	WEKO
Gemeindewerke Wetzikon	Wetzikon
Gemeinde Widnau, Elektrizitätsversorgung	Widnau
Gemeindebetriebe Windisch Elektrizitäts- und Wasserwerk	Windisch
Stadt Winterthur	Winterthur
Gemeinde Wittenbach	Wittenbach
Schweiz. Fachverband für Wärmekraftkopplung	WKK
Gemeinde Würenlingen, Elektrizitätswerk	Würenlingen
World Wide Fund for Nature Schweiz	WWF
Ville d'Yverdon-les-Bains, Services industriels	Yverdon-les-Bains
Kanton Zug	ZG
Kanton Zürich	ZH
Verband der Schweiz. Zellstoff-, Papier- und Kartonindustrie	ZPK
Politische Gemeinde Zuzwil SG	Zuzwil

Ordinanza sul mercato dell'energia elettrica (OMEE)

del2002

Il Consiglio federale svizzero,

visti gli articoli 25 capoverso 2 della legge del 15 dicembre 2000¹ sul mercato dell'energia elettrica (legge, LMEE), 52 capoverso 1 della legge dell'8 ottobre 1982² sull'approvvigionamento del Paese e 3 capoverso 2 lettera a della legge del 24 giugno 1902³ sugli impianti elettrici,

ordina:

Capitolo 1: Definizioni

Art. 1

Nella presente ordinanza s'intende per:

- a. *energia di compensazione*: l'energia elettrica necessaria per compensare la differenza tra l'acquisto effettivo (o la fornitura) e l'acquisto (o la fornitura) secondo il programma previsionale;
- b. *gruppo di bilancio*: unità di misurazione e di conteggio in cui all'interno della zona di regolazione è raggruppato un numero imprecisato di consumatori finali e fornitori con le loro stazioni di misurazione e di conteggio;
- c. *aventi diritto al transito di energia elettrica*: i consumatori finali, i produttori di energia elettrica, le aziende d'approvvigionamento di energia elettrica e le aziende che commerciano energia elettrica che hanno diritto a un transito non discriminatorio di energia elettrica;
- d. *retribuzione per il transito di energia elettrica*: la remunerazione che deve essere versata per l'utilizzazione della rete;
- e. *clienti propri*: i consumatori finali che un'azienda d'approvvigionamento di energia elettrica rifornisce con energia elettrica prodotta nei propri impianti o con qualsiasi altra energia acquistata;

¹ RS ...
² RS 531
³ RS 734.0

- f. *autoproduttori*: i titolari di impianti per la produzione di energia ai quali le aziende d'approvvigionamento di energia elettrica o i gestori della rete partecipano per il 50 per cento al massimo e che producono energie di rete prevalentemente per il proprio fabbisogno. Produzione e punto di consumo devono costituire un'unità economica e geografica; tale condizione è adempiuta anche nel caso in cui un consumatore disponga di una propria linea che va dal produttore alla propria sede e non serve all'approvvigionamento pubblico;
- g. *programma previsionale*: base d'informazione che pronostica la portata della potenza elettrica immessa o prelevata durante un determinato periodo di misurazione in determinati punti di misurazione;
- h. *profilo di carico*: un quantitativo fornito o acquistato a determinati intervalli;
- i. *fornitore*: le aziende d'approvvigionamento di energia elettrica, i produttori e le aziende che commerciano in energia elettrica che forniscono energia elettrica alle aziende d'approvvigionamento o ai consumatori finali;
- j. *energia di regolazione*: impiego di energia elettrica (o potenza elettrica) automatico o ordinato dalle centrali elettriche per mantenere lo scambio programmato di energia elettrica e garantire la sicurezza della gestione della rete;
- k. *zona di regolazione*: area, la cui regolazione della rete compete al gestore della rete di trasmissione. Tale zona è delimitata fisicamente da stazioni di misurazione;
- l. *livello di tensione*: un livello di tensione comprende uno dei quattro livelli della stessa tensione e i livelli di trasformazione immediatamente superiori;
- m. *prestazioni di servizio relative al sistema*: i servizi ausiliari necessari per una gestione sicura della rete. Questi comprendono il coordinamento del sistema, la gestione del bilancio, la regolazione primaria, la capacità di partenza senza alimentazione di rete e la capacità di servizio isolato dei produttori, la tenuta della tensione (compresa l'energia reattiva), la misurazione aziendale, la compensazione delle perdite durante la trasmissione.

Capitolo 2: Transito di energia elettrica

Sezione 1: Obbligo di garantire il transito di energia elettrica

Art. 2 Condizioni per il transito non discriminatorio di energia elettrica

¹ L'obbligo del gestore della rete di garantire il transito non discriminatorio di energia elettrica (art. 5 cpv. 1 LMEE) sussiste sia per la conclusione sia per quanto concerne il contenuto del contratto di transito. I gestori della rete non possono in particolare favorire le proprie unità aziendali e società, con le quali sono finanziariamente legate, come pure le società con le quali hanno concluso contratti di collaborazione, rispetto ad altri aventi diritto al transito.

² I gestori della rete mettono a disposizione degli aventi diritto al transito di energia elettrica, tempestivamente e in modo uniforme, le informazioni e i dati di misurazione necessari per il transito.

Art. 3 Transito di energia elettrica in caso di capacità insufficiente nella rete di distribuzione

¹ I gestori della rete rilevano la capacità disponibile. In questo ambito occorre tener conto dell'obbligo dei gestori della rete di garantire una rete efficiente ed economica nonché delle immissioni e dei provvedimenti destinati ad influenzare la domanda come il comando centralizzato e le forniture interrompibili.

² Nella rete di distribuzione, la capacità disponibile è calcolata a partire dalla capacità di transito di energia elettrica dedotta la capacità del gestore della rete utilizzata per rifornire i clienti propri e la capacità richiesta da altri contratti esistenti.

³ Se la domanda di transito di energia elettrica aumenta, la capacità disponibile è distribuita secondo l'ordine cronologico delle richieste.

⁴ Se nega il transito di energia elettrica, il gestore della rete deve fornire agli aventi diritto, entro dieci giorni lavorativi, la prova scritta che la capacità non è sufficiente.

⁵ Se un avente diritto al transito di energia elettrica non utilizza la capacità attribuita, il gestore della rete può denunciare il contratto di transito di energia elettrica nella misura corrispondente. Gli aventi diritto devono notificare immediatamente al gestore della rete la capacità di transito inutilizzata. In caso contrario essi devono coprire gli eventuali maggiori costi subiti dal gestore della rete.

⁶ I gestori delle reti devono offrire agli altri aventi diritto al transito di energia elettrica la capacità di transito che si è liberata.

Art. 4 Transito di energia elettrica in caso di capacità insufficiente nella rete di trasmissione

¹ Nell'attribuzione della capacità, la gestione delle centrali elettriche indigene, le importazioni per rifornire i consumatori finali indigeni e la fornitura di energia di regolazione e di compensazione hanno la priorità.

² La Società svizzera dei gestori di reti può attribuire la capacità disponibile per importazioni, transiti ed esportazioni secondo una procedura di attribuzione concorrenziale, in particolare aste pubbliche.

³ Se il transito di energia è negato, la Società svizzera dei gestori di reti deve fornire entro dieci giorni la prova scritta agli aventi diritto che tale transito comprometterebbe la gestione della rete e la sicurezza dell'approvvigionamento all'interno del Paese.

Art. 5 Transito di energia elettrica in caso di capacità insufficiente nella rete elettrica delle ferrovie

¹ Nella rete elettrica delle ferrovie (a corrente alternata di 16,7 Hz) l'obbligo di garantire il transito di energia elettrica non sussiste se il gestore della rete fornisce

entro dieci giorni la prova che la capacità di trasporto e di conversione servono completamente per l'esercizio ferroviario.

² Per il resto, si applicano le disposizioni relative al transito di energia elettrica in caso di capacità insufficiente nella rete di distribuzione (art. 3).

Sezione 2: Principi della retribuzione per il transito di energia elettrica

Art. 6 Costi computabili

¹ Per costi computabili si intendono i costi d'esercizio secondo il capoverso 2, inclusi i costi computabili del capitale secondo il capoverso 3, ma al massimo i dati comparativi determinati secondo l'articolo 8 capoverso 1, incluse le prestazioni pecuniarie prescritte dalle autorità cantonali o comunali secondo l'articolo 8 capoverso 2.

² Per costi d'esercizio computabili si intendono le prestazioni in relazione diretta con la gestione della rete conformemente all'allegato 1.

³ Per costi del capitale si intendono gli ammortamenti e gli interessi calcolati sui valori patrimoniali necessari per la gestione della rete. La base per calcolare gli ammortamenti e gli interessi calcolati è costituita dai valori contabili o, per quanto siano inferiori, dalle spese di acquisto o dai costi di produzione dedotti gli ammortamenti lineari in base alla durata di utilizzazione calcolata stabilita conformemente all'allegato 1.

⁴ L'allegato 1 contiene le prescrizioni sull'allestimento del conto, il calcolo dei costi computabili nonché il rendiconto.

⁵ Se sono riuniti in un consorzio tariffario, i gestori delle reti sono considerati come un'unità economica.

Art. 7 Compensazione dei costi tra i livelli di tensione

I costi della rete di un livello di tensione superiore sono ripartiti, per quanto non debbano essere attribuiti ai clienti di questo livello, secondo il principio di causalità sui livelli inferiori. In questo ambito i costi sono ripartiti in ragione del 30 per cento secondo il consumo finale del livello di tensione da caricare e dei livelli di tensione inferiori. Il 70 per cento dei costi è ripartito secondo la potenzialità massima semestrale (1° ottobre – 31 marzo e 1° aprile – 30 settembre) che il livello di tensione da caricare domanda al livello superiore.

Art. 8 Retribuzione per il transito di energia elettrica improntata all'efficienza

¹ L'Ufficio federale dell'energia (Ufficio federale) svolge studi comparativi sull'efficienza sulla base dei valori di riacquisto e comunica i dati comparativi. Le decisioni della Commissione di arbitrato sull'ammontare della retribuzione per il transito di energia rimangono salve.

² Per determinare i dati comparativi di cui al capoverso 1, è necessario escludere le tasse prescritte dalle autorità cantonali o comunali, le cessioni di utili, le tasse di concessione e altre remunerazioni.

³ Nella determinazione dei dati comparativi si tiene conto delle diverse condizioni strutturali sulle quali le aziende non possono influire.

⁴ Il reddito massimo annuo per l'intero periodo di regolazione corrisponde ai costi computabili dell'anno di riferimento conformemente all'articolo 6 capoverso 1. Il periodo di regolazione ha una durata di 4 anni. L'Ufficio federale comunica in anticipo le deroghe a questo periodo.

⁵ I gestori delle reti comunicano all'Ufficio federale all'attenzione della Commissione di arbitrato 90 giorni prima dell'inizio del periodo di regolazione il limite massimo di reddito da essi calcolato e le basi utilizzate per tale calcolo, 90 giorni dopo la scadenza del periodo di regolazione i redditi effettivamente realizzati.

⁶ Se un limite massimo di reddito fondato sul dato comparativo è eccessivo, la Commissione di arbitrato può su domanda stabilire un percorso di adeguamento idoneo.

⁷ Se in seguito agli investimenti i costi del capitale aumentano considerevolmente, il gestore della rete può adeguare il limite massimo di reddito prima della scadenza del periodo di regolazione. Lo comunica all'Ufficio federale all'attenzione della Commissione di arbitrato 90 giorni in anticipo. L'articolo 6 capoverso 1 rimane salvo.

Art. 9 Determinazione della retribuzione per il transito di energia elettrica

¹ I gestori delle reti fissano ogni anno la loro retribuzione per il transito di energia elettrica sulla base del limite massimo di reddito secondo l'articolo 8.

² Per la determinazione della retribuzione sono applicabili i seguenti principi:

- a. strutture di retribuzione semplici e basate sul principio di causalità;
- b. retribuzione indipendente dalla distanza per quanto concerne il consumo finale per ogni punto di prelievo;
- c. retribuzione unitaria per livello di tensione e gruppo di clienti.

³ Per la struttura della retribuzione sono applicabili i seguenti principi:

- a. la retribuzione per il transito di energia elettrica si compone dei prezzi della potenza e dell'energia o del prezzo dell'energia variabile nel tempo. Nel calcolo dei prezzi va tenuto conto della simultaneità dei carichi individuali delle reti;
- b. ai consumatori finali presso i quali una misurazione della potenza elettrica è economicamente sproporzionata, può essere conteggiato un prezzo di base corrispondente al prezzo della potenza;
- c. le tasse supplementari per la fatturazione, la fornitura di dati e operazioni analoghe sono inammissibili. Le indennità per prestazioni speciali concordate contrattualmente sono escluse.

⁴ Il Dipartimento federale dell'ambiente, dei trasporti, dell'energia e delle comunicazioni (Dipartimento) può emanare direttive sulla struttura della retribuzione.

⁵ Per il calcolo della retribuzione unitaria per livello di tensione e gruppo di clienti è necessario escludere le tasse prescritte dalle autorità cantonali o comunali, le cessioni di utili, le tasse di concessione e altre remunerazioni.

⁶ In virtù di una Convenzione internazionale conclusa dal Consiglio federale, il Dipartimento può obbligare i produttori di energia elettrica a versare ai gestori delle reti una retribuzione per l'immissione di energia elettrica, per quanto l'armonizzazione internazionale lo esiga. L'importo della retribuzione per tale immissione deve essere approvato dal Dipartimento.

Art. 10 Comunicazione e pubblicazione della retribuzione per il transito di energia elettrica

I gestori delle reti comunicano all'Ufficio federale, il 30 novembre di ogni anno, le loro retribuzioni per il transito di energia elettrica per l'anno successivo e le pubblicano per l'anno successivo in una forma accessibile a tutti.

Art. 11 Prestazioni di servizio relative al sistema per autoproduttori e reti elettriche delle ferrovie

¹ I consumatori finali con un proprio impianto di produzione di energia elettrica, per l'energia elettrica prodotta autonomamente e consumata nello stesso luogo, possono fatturare solo le prestazioni di servizio richieste dal sistema.

² Ai gestori di reti elettriche delle ferrovie possono essere fatturate solo le prestazioni di servizio relative al sistema che non sono state fornite autonomamente.

Art. 12 Armonizzazione delle differenze sproporzionate tra le retribuzioni per il transito di energia elettrica

¹ Se dopo l'applicazione delle misure cantonali secondo l'articolo 6 capoverso 5 della legge, la retribuzione media per il transito di energia elettrica a carico dei consumatori finali di un Cantone supera d'oltre il 25 per cento la retribuzione media nazionale, il Dipartimento dopo aver sentito i Cantoni sottopone al Consiglio federale un rapporto sulle misure da adottare. Il rapporto concerne in particolare le questioni riguardanti l'istituzione di società intercantonali di gestori di reti e la costituzione di un fondo di compensazione.

² L'Ufficio federale rileva in collaborazione con i Cantoni i dati necessari.

Art. 13 Costi e redditi dello scambio internazionale di energia elettrica

¹ La Società svizzera dei gestori di reti deve separare dagli altri costi i costi computabili per lo scambio internazionale di energia elettrica (importazioni, esportazioni, transiti).

² La retribuzione per il transito di energia elettrica riscossa per lo scambio internazionale di energia elettrica si calcola secondo i principi dell'articolo 6 capoverso 1 della legge. Le disposizioni sulla retribuzione per il transito di energia elettrica in virtù di convenzioni internazionali rimangono salve.

³ La Società svizzera dei gestori di reti impiega i redditi derivanti dalla procedura di attribuzione concorrenziale secondo l'articolo 4 capoverso 2 per:

- a. indennizzare i costi supplementari delle restrizioni all'impiego di centrali elettriche o alle forniture che risultano alla Società svizzera dei gestori di reti a causa degli scambi internazionali di energia elettrica;
- b. effettuare ammortamenti anticipati o finanziare investimenti volti a estendere la rete di trasmissione per eliminare le difficoltà corrispondenti.

Capitolo 3: Forniture di energia elettrica

Sezione 1: Cambio di fornitore, acquisto di energia elettrica senza contratto di fornitura e fatturazione

Art. 14 Cambio di fornitore e acquisto di energia elettrica senza contratto di fornitura

¹ Ai consumatori finali che denunciano un contratto di fornitura di energia elettrica come pure all'attuale o al nuovo fornitore di energia elettrica non può essere fatturato alcun costo del gestore della rete per il cambio di fornitore. Se un fornitore di energia elettrica denuncia il contratto di fornitura, i costi causati al gestore della rete dal cambio di fornitore possono essere addossati al suddetto fornitore.

² Se i consumatori finali acquistano energia elettrica senza contratto di fornitura, il gestore della rete può fornire l'energia elettrica richiesta ai prezzi di mercato. Esso può conteggiare i costi supplementari che ne derivano.

Art. 15 Fatturazione

¹ Nella loro fatturazione ai consumatori finali, i gestori delle reti presentano separatamente:

- a. le retribuzioni per il transito di energia elettrica e l'importo della fattura per il transito;
- b. le prestazioni legate al sistema per quanto queste siano oggetto di accordi speciali delle parti contrattuali;

- c. la quota delle tasse in relazione alla gestione della rete, come le tasse di concessione e i costi supplementari risultanti da un mandato di prestazioni del gestore della rete. L'imposta sul valore aggiunto è presentata separatamente.

² Nella loro fatturazione ai consumatori finali, i fornitori di energia elettrica presentano separatamente:

- a. i prezzi e l'importo della fattura per la fornitura di energia elettrica; l'imposta sul valore aggiunto è presentata separatamente;
- b. i dati relativi alla produzione e alla provenienza dell'energia elettrica conformemente all'articolo 25.

Sezione 2: Gruppi di bilancio e energia di compensazione

Art. 16 Gruppi di bilancio

¹ I consumatori finali e i fornitori fanno parte del gruppo di bilancio del loro fornitore e possono appartenere solo a un gruppo di bilancio. I consumatori finali e i fornitori possono formare propri gruppi di bilancio all'interno della zona di regolazione.

² Ogni gruppo di bilancio è diretto da un responsabile. Questi è responsabile in ogni momento di un bilancio di potenza e di energia il più possibile equilibrato all'interno del suo gruppo di bilancio.

³ La Società svizzera dei gestori di reti fattura gli scarti rimanenti rispetto al bilancio come energia di compensazione. Per disciplinare i diritti e gli obblighi dei responsabili dei gruppi di bilancio è necessario concludere un contratto con la Società svizzera dei gestori di reti. L'Ufficio federale decide in merito alle controversie relative a tali contratti.

⁴ L'Ufficio federale fissa le condizioni che i responsabili dei gruppi di bilancio devono adempiere e determina le norme tecniche e amministrative relative all'istituzione e alla gestione dei gruppi di bilancio.

Art. 17 Energia di compensazione

¹ La Società svizzera dei gestori di reti fornisce ai gruppi di bilancio l'energia di compensazione necessaria. La misurazione si svolge a intervalli di ¼ d'ora in chilowatt.

² Per le forniture supplementari di energia di compensazione può essere fatturato un supplemento, per le forniture ridotte può essere previsto uno sconto rispetto al prezzo di mercato per l'energia di regolazione. La Società svizzera dei gestori di reti fissa i principi della formazione dei prezzi. Questi ultimi devono essere approvati dal Dipartimento.

³ La Società svizzera dei gestori di reti pubblica i prezzi dell'energia di compensazione.

⁴ Se la rete elettrica delle ferrovie secondo l'articolo 2 capoverso 2 della legge è utilizzata per rifornire i consumatori finali, le aziende d'approvvigionamento di energia elettrica o per il commercio di energia elettrica, le Ferrovie federali svizzere assumono

per la rete elettrica delle ferrovie le funzioni della Società svizzera dei gestori di reti citate nel presente articolo.

Capitolo 4: Contabilità e rendiconto

Art. 18

¹ Le aziende che operano nei settori della produzione, della trasmissione o della distribuzione tengono nella loro contabilità conti separati corrispondenti, come pure per eventuali ulteriori attività oppure designano in modo corrispondente le registrazioni. La vendita e il commercio di energia elettrica nonché la spesa per l'acquisto di energia elettrica di terzi non possono essere registrati sotto trasmissione e distribuzione.

² Il contenuto, la valutazione e la classificazione dei conti annuali separati sono retti dalle disposizioni del Codice delle obbligazioni. Per le aziende di diritto pubblico cantonale rimangono salve le disposizioni del diritto cantonale.

³ Fatte salve prescrizioni più rigorose, il conto annuale per la trasmissione e la distribuzione deve essere pubblicato insieme ai dati dell'esercizio precedente corredato da una parte esplicativa. Deve essere a disposizione per visione presso la sede principale dell'azienda durante sei mesi dopo la chiusura dell'esercizio e consegnato su domanda alle autorità federali e cantionali come pure alla Commissione di arbitrato.

Capitolo 5: Garanzia dell'approvvigionamento di energia elettrica

Art. 19 Limitazioni illecite della concorrenza

¹ L'Ufficio federale osserva l'evoluzione del mercato dell'energia elettrica, in particolare le pratiche delle aziende che dominano il mercato.

² Se esistono indizi di limitazioni illecite della concorrenza, come per esempio limitazioni della produzione o imposizione di prezzi inadeguati, l'Ufficio federale li notifica alla Segreteria della Commissione della concorrenza.

Art. 20 Minaccia o perturbazione della sicurezza d'approvvigionamento

¹ L'Ufficio federale osserva l'evoluzione dell'approvvigionamento di energia elettrica nazionale e internazionale per garantire un approvvigionamento di energia elettrica sicuro e economicamente sostenibile in tutte le regioni del Paese. Tiene conto del rapporto presentato dalla Società svizzera dei gestori di reti secondo l'articolo 21 capoverso 5 e informa i servizi federali interessati.

² Se si delinea che la sicurezza d'approvvigionamento nazionale è seriamente minacciata o perturbata nonostante l'obbligo di cui all'articolo 10 capoversi 1 lettera c della legge, il Dipartimento d'intesa con il Dipartimento federale dell'economia propone al Consiglio federale i provvedimenti da adottare per garantire e finanziare l'approvvigionamento del Paese, in particolare:

- a. l'obbligo dei responsabili dei gruppi di bilancio di mettere a disposizione contratti di fornitura a lungo termine o proprie capacità di produzione;
- b. l'obbligo della Società svizzera dei gestori di reti di organizzare concorsi per progetti di nuove costruzioni o di estensione delle capacità delle centrali elettriche o per concludere contratti d'importazione a lungo termine per conto dei responsabili dei gruppi di bilancio.

Capitolo 6: Gestione della rete e misurazione

Art. 21 Società svizzera dei gestori di reti

¹ La Società svizzera dei gestori di reti gestisce la rete di trasmissione dei livelli di tensione 220/380 kV. Inoltre, le reti o le parti di reti del livello di tensione inferiore destinate esclusivamente alla trasmissione di energia elettrica su grandi distanze sono considerate come parte della rete di trasmissione. Il Dipartimento decide in merito alle controversie.

² Essa può acquistare la rete di trasmissione o parti di essa. Per quanto la rete di trasmissione o parti di essa non sia di proprietà della Società svizzera dei gestori di reti, quest'ultima ne sorveglia la manutenzione da parte del proprietario e se necessario ordina i provvedimenti volti ad eliminare le carenze.

³ La Società svizzera dei gestori di reti dirige la zona di regolazione nazionale della rete di 50 hertz ed è quindi competente per:

- a. l'impostazione del mercato per l'energia di regolazione e di compensazione, incluso l'acquisto, l'impiego e il conteggio;
- b. lo sviluppo del programma previsionale, la misurazione necessaria delle unità di grandezza elettriche come pure lo scambio di dati con i responsabili dei gruppi di bilancio e altri operatori sul mercato;
- c. la fornitura delle prestazioni di servizio relative al sistema;
- d. lo scambio di corrente con zone di regolazione estere nonché con la rete elettrica delle ferrovie;
- e. l'esecuzione di provvedimenti volti a superare i problemi di capacità.

⁴ Per il prelievo di energia di regolazione impiega soltanto energia elettrica prodotta a partire da energie rinnovabili.

⁵ Informa ogni anno le competenti autorità federali in merito alla situazione d'approvvigionamento a lungo termine, alla gestione e al carico della rete di trasmissione e comunica immediatamente i problemi di capacità incombenti o subentrati o su altri eventi straordinari.

Art. 22 Rappresentanza della Confederazione e dei Cantoni nel consiglio d'amministrazione della Società svizzera dei gestori di reti

Il Consiglio federale e la Conferenza dei direttori cantionali dell'energia designano ciascuno un rappresentante della Confederazione rispettivamente dei Cantoni nel consiglio d'amministrazione della Società svizzera dei gestori di reti.

Art. 23 Compiti dei gestori di reti

¹ I gestori delle reti elaborano insieme i requisiti minimi tecnici e amministrativi per l'accesso alla rete nonché per la sua gestione e li aggiornano costantemente. Il Dipartimento può emanare principi in merito.

² I gestori delle reti allestiscono piani pluriennali per garantire una rete efficiente ed economica. Tali piani comprendono in particolare indicazioni sul fabbisogno di capacità, i provvedimenti per eliminare i problemi di capacità e i costi. I piani pluriennali per la rete di trasmissione e le reti di distribuzione sovracantonali devono essere sottoposti per conoscenza all'Ufficio federale, mentre quelli per le altre reti di distribuzione alle competenti autorità cantionali.

³ I gestori delle reti di distribuzione informano ogni anno le competenti autorità cantionali o l'Ufficio federale in merito alla gestione e al carico delle reti nonché ad altri eventi straordinari.

⁴ Se le reti di distribuzione offrono capacità insufficienti, i Cantoni possono obbligare i gestori delle reti a potenziare i corrispondenti impianti. Se le reti di distribuzione sovracantonali e la rete di trasmissione offrono capacità insufficienti, il Dipartimento può obbligare i gestori delle reti a potenziare i corrispondenti impianti.

Art. 24 Misurazione e statistiche

¹ I gestori delle reti provvedono a un efficiente rilevamento e all'elaborazione dei dati di misurazione presso i produttori e i consumatori finali. Il rilevamento e l'elaborazione devono essere svolti mediante installazioni adeguate e personale specializzato. Il compito può essere delegato a terzi.

² Ai gestori di rete o a terzi da essi incaricati deve essere accordato l'accesso gratuito alle installazioni di misurazione e ai dati di misurazione.

³ I dati raccolti dall'Ufficio federale nel quadro della presente ordinanza concernenti la produzione, il consumo e il commercio di energia elettrica come pure i relativi prezzi possono essere utilizzati in particolare per allestire una statistica sull'energia elettrica. Il

trattamento e la pubblicazione dei dati sono assoggettati alle disposizioni in materia di protezione dei dati della legge federale sulla statistica⁴.

Capitolo 7: Indicazioni relative alla produzione e alla provenienza dell'energia elettrica

Art. 25

¹ I produttori di energia elettrica, le aziende d'approvvigionamento di energia elettrica e le aziende che commerciano energia elettrica sono tenuti a indicare nelle loro offerte e nella fatturazione il modo di produzione e il Paese di origine dell'energia elettrica offerta.

² Per il modo di produzione occorre indicare l'energia primaria utilizzata, in particolare forza idrica, combustibile nucleare, carbone, petrolio, gas, biomassa, rifiuti, energia solare e energia eolica. Se la produzione o la provenienza dell'energia elettrica sono sconosciute, occorre indicarlo; lo stesso vale per l'energia elettrica proveniente dalle borse generali dell'elettricità. L'indicazione del modo di produzione si basa sui valori medi della produzione e dell'acquisizione dell'anno di esercizio precedente.

³ L'Ufficio federale disciplina in particolare la fornitura dei dati e l'impostazione uniforme dell'informazione per i consumatori finali.

⁴ Per impedire gli abusi, l'Ufficio federale può incaricare terzi di controllare se i dati relativi alla produzione e alla provenienza sono esatti. Essi comunicano eventuali abusi all'Ufficio federale e presentano un rapporto annuale.

Capitolo 8: Competenze e cooperazione delle autorità

Art. 26 Compiti della Commissione di arbitrato

¹ La Commissione di arbitrato decide di regola entro due mesi in merito al reclamo di un avente diritto al transito di energia elettrica sul rifiuto o l'autorizzazione di un transito, su eventuali discriminazioni nonché sull'ammontare della retribuzione impugnata e decide in merito al transito. Può verificare la disponibilità di capacità.

² La Commissione di arbitrato ha la facoltà di verificare di sua iniziativa e in ogni momento l'ammontare delle retribuzioni per il transito di energia elettrica. Se constata un abuso, vieta totalmente o parzialmente l'aumento oppure decide una riduzione dei prezzi.

³ Può decidere che i guadagni ingiustificati dovuti all'aumento eccessivo della retribuzione per il transito di energia elettrica siano compensati mediante riduzioni dei prezzi nei tre anni seguenti la loro constatazione.

⁴ RS 431.01

⁴ Pubblica in una forma adeguata le decisioni sulle controversie concernenti l'obbligo di garantire il transito di energia elettrica e la retribuzione come pure i risultati delle verifiche svolte sull'ammontare delle retribuzioni.

⁵ In collaborazione con l'Ufficio federale è competente del coordinamento con le autorità estere di regolazione nelle questioni che riguardano le forniture transfrontaliere di energia elettrica.

Art. 27 Compiti della sorveglianza dei prezzi

¹ La sorveglianza dei prezzi ha il diritto di formulare raccomandazioni nei confronti della Commissione di arbitrato sulle questioni riguardanti gli abusi in materia di prezzi.

² La sorveglianza dei prezzi sorveglia i prezzi per la fornitura di energia elettrica in virtù della legge sulla sorveglianza dei prezzi⁵ con competenza decisionale conformemente all'articolo 17 della legge.

Capitolo 9: Formazione professionale e misure di riconversione

Art. 28 Formazione

¹ Le aziende del settore dell'energia elettrica mettono a disposizione un numero sufficiente di posti di tirocinio, in particolare nei settori importanti per la sicurezza dell'approvvigionamento ossia nella produzione, nella trasmissione e nella distribuzione di energia elettrica. Esse collaborano con le organizzazioni di lavoratori.

² Il Dipartimento emana le necessarie disposizioni, in particolare sulle dimensioni aziendali, a partire dalle quali sussiste l'obbligo di mettere a disposizione posti di tirocinio. A tal fine collabora con il Dipartimento federale dell'economia.

Art. 29 Riconversione

In caso di ristrutturazioni incisive, le aziende del settore dell'energia elettrica adottano in particolare misure di riconversione per il collocamento professionale. Le aziende interessate notificano alle competenti autorità cantonali le ristrutturazioni imminenti e i provvedimenti previsti.

Capitolo 10: Disposizioni finali

Sezione 1: Esecuzione e Commissione consultiva

Art. 30 Esecuzione

¹ L'Ufficio federale esegue la presente ordinanza nella misura in cui non ne siano incaricate altre autorità.

² Valuta regolarmente in che misura i provvedimenti della legge e della presente ordinanza contribuiscono a raggiungere gli scopi citati nell'articolo 1 della legge. I risultati devono essere sottoposti al Consiglio federale e pubblicati.

Art. 31 Commissione consultiva

¹ L'Ufficio federale nomina una Commissione composta di rappresentanti della Confederazione, dei Cantoni, del settore dell'energia elettrica e dei consumatori finali.

² La Commissione presta consulenza all'Ufficio federale in particolare nella valutazione dell'evoluzione del mercato dell'energia elettrica e delle ripercussioni dell'obbligo di garantire il transito e delle retribuzioni per il transito di energia elettrica. Sottopone all'Ufficio federale proposte sui provvedimenti da adottare. L'Ufficio federale disciplina i particolari.

Sezione 2: Abrogazione e modifica del diritto vigente

Art. 32

1. L'ordinanza del 23 dicembre 1971⁶ sull'esportazione dell'energia elettrica è abrogata.

2. L'ordinanza del 7 dicembre 1998⁷ sull'energia è modificata come segue:

Art. 1 lett. d^{bis}

Prestazioni di servizio relative al sistema: i servizi ausiliari necessari per una gestione sicura della rete. Questi comprendono il coordinamento del sistema, la gestione del bilancio, la regolazione primaria, la capacità di partenza senza alimentazione di rete e la capacità di servizio isolato dei produttori, la tenuta della tensione (compresa l'energia reattiva), la misurazione aziendale, la compensazione delle perdite durante la trasmissione.

Art. 4 Prezzi d'acquisto orientati sul mercato

¹ La retribuzione a prezzi di mercato è in funzione dei prezzi praticati per l'acquisto di energia equivalente al livello di tensione immediatamente superiore. Se l'acquisto di energia dal livello superiore si riduce in seguito all'impiego di impianti di produzione di produttori indipendenti, il gestore della rete retribuisce i produttori indipendenti proporzionalmente ai costi di rete evitati.

² Le prestazioni di servizio relative al sistema richieste, in particolare la compensazione di energia reattiva, devono essere indennizzate dal produttore indipendente. Le prestazioni di servizio relative al sistema richieste e pagate dai consumatori finali come la regolazione della rete e l'adeguamento al consumo, non possono essere conteggiate ai produttori indipendenti.

⁶ RS 731.21

⁷ RS 730.01

Art. 5^{bis} (nuovo) Costi supplementari per l'acquisto di energia elettrica dai produttori indipendenti

¹ La Società svizzera dei gestori di reti rimborsa alle aziende di distribuzione di energia elettrica i costi supplementari per la ripresa di energia elettrica fornita da produttori indipendenti secondo l'articolo 7 capoverso 7 della legge. I costi che ne derivano per la Società svizzera dei gestori di reti sono conteggiati nei costi della rete di trasmissione.

² Per il calcolo dei costi supplementari secondo il capoverso 1 sono utilizzate le aliquote di retribuzione raccomandate dall'Ufficio federale in virtù dell'articolo 12 capoverso 2 lettera a. Le aliquote di retribuzione più elevate in vigore secondo il diritto cantonale o quelle concordate in virtù del diritto privato non possono essere incluse nei costi supplementari. La Società svizzera dei gestori di reti esamina i costi supplementari fatti valere.

³ Fatto salvo il capoverso 2, le condizioni di acquisizione in merito alle quali le autorità competenti hanno preso una decisione passata in giudicato sono vincolanti per la Società svizzera dei gestori di reti. Le competenti autorità cantonali comunicano le loro decisioni sulle condizioni di allacciamento alla Società svizzera dei gestori di reti.

⁴ La Società svizzera dei gestori di reti è legittimata a ricorrere contro le decisioni della competente autorità cantonale.

⁵ La Società svizzera dei gestori di reti presenta all'Ufficio federale un rapporto annuo relativo all'esecuzione e ai costi che ne derivano.

Art. 29a (nuovo) Disposizioni transitorie della modifica del ...

³ Fino al momento della costituzione della Società svizzera dei gestori di reti, l'articolo 5^{bis} si applica anche ai proprietari di reti di trasmissione.

Sezione 3: Disposizioni transitorie

Art. 33 Transito in caso di capacità insufficiente della rete di trasmissione

Nel corso dei primi dieci anni dopo l'entrata in vigore della presente ordinanza, anche i contratti di fornitura a lungo termine conclusi prima del 31 dicembre 1996 tra aziende di approvvigionamento di energia elettrica svizzere ed estere hanno la priorità nell'attribuzione della capacità di cui all'articolo 4 capoverso 1.

Art. 34 Retribuzione per il transito di energia elettrica e pubblicazione

¹ Fino a quando i dati comparativi secondo l'articolo 8 capoverso 1 non saranno disponibili, i gestori delle reti determinano la retribuzione per il transito sulla base dei costi computabili secondo l'articolo 6 capoversi 2 e 3, incluse le prestazioni pecuniarie prescritte dalle autorità cantonali o comunali secondo l'articolo 8 capoverso 2.

² Entro 30 giorni dall'entrata in vigore della presente ordinanza, i gestori delle reti comunicano all'Ufficio federale le loro retribuzioni per il transito e le pubblicano in una forma accessibile a tutti.

Art. 35 Gruppi di bilancio ed energia di compensazione

Al momento dell'entrata in vigore della presente ordinanza l'Ufficio federale fissa le norme di transizione applicabili per la costituzione di gruppi di bilancio e la fornitura di energia di compensazione fino all'entrata in vigore degli articoli 16 e 17.

Art. 36 Prezzi per clienti vincolati

¹ Per il transito di energia elettrica per i clienti vincolati si applicano gli stessi prezzi applicati ai consumatori finali aventi diritto al transito.

² Le aziende di approvvigionamento di energia elettrica sono tenute, nel loro comprensorio, a fatturare gli stessi prezzi per il transito e l'energia ai clienti vincolati con caratteristiche di consumo simili (profili di consumo). In caso di fusioni di aziende di approvvigionamento di energia elettrica è dato un termine di transizione di cinque anni a partire dalla fusione.

³ I prezzi globali per il transito e la fornitura di energia elettrica per clienti vincolati sottostanno al controllo della sorveglianza dei prezzi. Per valutare i prezzi per il transito abusivi, la sorveglianza dei prezzi sente la Commissione di arbitrato.

Art. 37 Transito di energia elettrica per consumatori finali

¹ Per il diritto al transito di energia elettrica secondo l'articolo 27 capoversi 1 lettera a e 2 lettera a della legge, è determinante il consumo registrato nel corso degli ultimi 12 mesi precedenti l'esercizio del diritto al transito per punto di consumo. Un punto di consumo deve formare un'unità economica e geografica.

² Se nel corso di un anno successivo il consumo annuo necessario per il diritto al transito è inferiore di non oltre il 20 per cento, il diritto rimane invariato.

³ Per le aziende di trasporto che acquistano energia elettrica per la gestione delle loro reti, il consumo annuo necessario per il diritto al transito di energia elettrica è calcolato in funzione del consumo necessario per l'energia di trazione.

⁴ In ragione del 50 per cento della loro energia eccedentaria, gli impianti di incenerimento dei rifiuti hanno diritto al transito per rifornire un numero imprecisato di consumatori finali secondo l'articolo 27 capoverso 1 lettera c della legge. Un certificato di produzione secondo l'articolo 40 è necessario.

Art. 38 Transito per le aziende d'approvvigionamento di energia elettrica

¹ Per il diritto al transito di energia elettrica secondo l'articolo 27 capoversi 1 lettera b numero 1 e 2 lettera b della legge, è determinante lo smercio a clienti vincolati registrato nel corso degli ultimi 12 mesi precedenti l'esercizio del diritto al transito.

² L'articolo 37 capoverso 1 è applicabile per analogia al calcolo delle quantità fornite secondo l'articolo 27 capoverso 1 lettera b numero 2 della legge. È determinante la quantità che gli aventi diritto al transito possono ritirare complessivamente a prescindere dal fatto che questi ultimi abbiano fatto valere il loro diritto al transito.

³ Le aziende d'approvvigionamento di energia elettrica che fanno valere un diritto al transito secondo l'articolo 27 capoverso 1 lettera b numero 3 della legge devono presentare un certificato sulla quantità di energia eccedentaria ripresa e un certificato di produzione secondo l'articolo 40.

Art. 39 Transito gratuito di energia elettrica prodotta a partire da energie rinnovabili

¹ Il transito di energia elettrica di impianti di produzione di cui all'articolo 29 della legge è gratuito se i costi di produzione per l'energia elettrica prodotta sono più elevati della remunerazione dell'energia eccedentaria secondo l'articolo 7 capoverso 3 della legge sull'energia.

² I gestori delle reti restituiscono la retribuzione per il transito di energia elettrica pagata dai consumatori finali per quanto questi ultimi forniscano la prova che hanno acquistato energia elettrica da impianti di cui all'articolo 29 della legge. Solo i costi direttamente connessi al transito possono essere restituiti.

³ Il gestore della rete può fatturare alla Società svizzera dei gestori di reti i costi derivanti dal transito gratuito. Detta Società verifica tali costi e li restituisce ai gestori di reti interessati. I costi che ne risultano per la Società svizzera dei gestori di reti vanno computati ai costi della rete di trasmissione.

Art. 40 Certificato di produzione

¹ Se è fatto valere un diritto al transito di energia elettrica prodotta da energie rinnovabili allo scopo di rifornire un numero imprecisato di consumatori finali secondo l'articolo 27 capoverso 1 lettera c della legge come pure un diritto al transito gratuito secondo l'articolo 29 della legge è necessario presentare al gestore della rete interessato un certificato di produzione.

² Il certificato di produzione contiene indicazioni sull'energia primaria utilizzata, la potenza dell'impianto e sulla quantità di energia elettrica mediamente prodotta e immessa nella rete all'anno.

³ Il Dipartimento può incaricare terzi di esaminare il certificato di produzione.

Art. 41 Condizioni e documenti riguardanti la domanda per i mutui alle centrali idroelettriche

¹ Ai gestori di centrali idroelettriche sono concessi mutui per investimenti non ammortizzabili secondo l'articolo 28 capoverso 1 della legge se:

- a. i titolari delle centrali idroelettriche non sono temporaneamente in grado di effettuare gli ammortamenti necessari per problemi di liquidità;

- b. l'economicità a lungo termine dell'impianto è assicurata e le garanzie per il rimborso del mutuo e dei relativi interessi sono sufficienti;
- c. la decisione di investimento dell'organismo competente della centrale è stata presa prima del 31 dicembre 1996; e
- d. l'impianto soddisfa le condizioni della legislazione sulla protezione dell'ambiente.

² Ai gestori di centrali idroelettriche sono concessi mutui per il rinnovo di centrali idroelettriche esistenti secondo l'articolo 28 capoverso 2 della legge se:

- a. per motivi di redditività le centrali non sono temporaneamente in grado di effettuare gli investimenti necessari per il rinnovo;
- b. l'economicità a lungo termine dell'impianto è assicurata e le garanzie per il rimborso del mutuo e dei relativi interessi sono sufficienti; e
- c. l'impianto soddisfa le condizioni della legislazione sulla protezione dell'ambiente.

³ Le domande di mutui per investimenti non ammortizzabili devono fornire informazioni sulla situazione finanziaria dei titolari. Ciò comprende in particolare la documentazione relativa ai costi delle centrali idroelettriche, inclusi i costi d'investimento nonché un programma di attività a lungo termine.

⁴ Le domande di mutui per il rinnovo devono fornire informazioni sulla futura produzione di energia elettrica e sui provvedimenti previsti per migliorare l'economicità e l'impatto ambientale della centrale idroelettrica come pure sui costi corrispondenti.

⁵ Il Dipartimento stabilisce la documentazione che va inoltrata insieme alla domanda.

Art. 42 Competenze, ammontare e rimborso dei mutui alle centrali idroelettriche

¹ Le domande di mutui per investimenti non ammortizzabili devono essere inoltrate all'Ufficio federale, quelle per il rinnovo di centrali idroelettriche presso l'Ufficio federale delle acque e della geologia.

² Gli Uffici federali di cui al capoverso 1 chiedono il parere del Cantone interessato, dell'Ufficio federale dell'ambiente, delle foreste e del paesaggio, dell'Amministrazione federale delle finanze e degli altri servizi federali interessati.

³ Per l'esame delle domande, gli Uffici federali di cui al capoverso 1 possono avvalersi di periti indipendenti a spese del richiedente.

⁴ Il Dipartimento presenta una proposta al Consiglio federale .

⁵ I mutui per investimenti non ammortizzabili sono concessi ai gestori di centrali idroelettriche solo nell'ambito della struttura delle scadenze delle obbligazioni o dell'ulteriore capitale di terzi.

⁶ L'ammontare dei mutui per il rinnovo di centrali idroelettriche non può superare la metà degli investimenti di rinnovamento necessari per la produzione di energia elettrica che non può essere ammortizzata.

⁷ I mutui, interessi inclusi, devono essere rimborsati entro un lasso di tempo adeguato alla situazione finanziaria del mutuatario, ma al più tardi entro 20 anni.

Art. 43 Costituzione della Società svizzera dei gestori di reti

¹ Fino al momento della costituzione della Società svizzera dei gestori di reti, i proprietari di reti di trasmissione designano le installazioni e gli impianti che fanno parte della rete di trasmissione secondo l'articolo 21 capoverso 1 e fissano una retribuzione unitaria per il transito di energia elettrica.

² Tutti i costi, non direttamente imputabili al transito, come i costi supplementari secondo l'articolo 7 capoverso 7 della legge sull'energia e l'articolo 29 della legge devono essere presentati separatamente.

³ Fino al momento della costituzione della Società svizzera dei gestori di reti, gli articoli 3, 4 e 39 capoverso 3 si applicano anche ai gestori della rete di trasmissione.

⁴ Fino al momento della costituzione della Società svizzera dei gestori di reti, le aziende proprietarie delle reti di trasmissione sono competenti per la gestione delle zone di regolazione.

Art. 44 Adeguamento dei contratti esistenti

¹ Le aziende di approvvigionamento di energia elettrica designano i contratti di acquisto di energia elettrica che intendono adeguare con i loro fornitori precedenti. Per calcolare il diritto delle aziende d'approvvigionamento di energia elettrica si tiene conto dell'andamento diverso della produzione e del consumo nel semestre estivo e in quello invernale. I produttori indipendenti secondo l'articolo 7 della legge sull'energia non sono considerati fornitori precedenti.

² La portata del proprio diritto al transito di energia elettrica secondo l'articolo 33 capoverso 1 lettera b della legge corrisponde alla percentuale dello smercio a clienti vincolati secondo l'articolo 27 capoverso 1 lettera b numero 1 o capoverso 2 lettera b della legge.

Art. 45 Pubblicazione del conto annuale

Il conto annuale per la trasmissione e la distribuzione secondo l'articolo 18 deve essere pubblicato per la prima volta con la chiusura del primo anno completo di esercizio dopo l'entrata in vigore della presente ordinanza. I dati corrispondenti dell'esercizio precedente non sono necessari.

Sezione 4: Entrata in vigore

Art. 46

¹ Fatto salvo il capoverso 2, la presente ordinanza entra in vigore il ...

² Gli articoli 16 e 17 entrano in vigore dopo la costituzione della Società svizzera dei gestori di reti o al più tardi tre anni dopo l'entrata in vigore della presente ordinanza.

... 2002

In nome del Consiglio federale svizzero:

Il presidente della Confederazione,
La cancelliera della Confederazione,
Annemarie Huber-Hotz

Allegato I
(art. 6)**Costi computabili dei gestori di rete****1. Campo d'applicazione**

Il presente allegato è applicabile al calcolo dei costi computabili da determinare per livello di rete.

Il calcolo dei costi deve essere eseguito sulla base dei costi globali. Indipendentemente dalla forma giuridica e dalle dimensioni dell'azienda, tutti i gestori di rete sono tenuti a effettuare il calcolo dei costi secondo questo schema uniforme.

2. Definizioni

Ai sensi di questo allegato valgono le seguenti definizioni:

Valore dell'impianto

Si considera come valore dell'impianto:

- il valore contabile, che corrisponde al valore residuo contabile;
- il valore corrente del riacquisto, che corrisponde al valore a nuovo o al costo di costruzione meno ammortamenti lineari conformi alla durata d'utilizzazione determinata secondo il calcolo teorico, come illustrato qui appresso;
- il valore del riacquisto a nuovo, che corrisponde ai costi di ricostruzione della rete esistente ai prezzi attuali e allo stato attuale della tecnica.

Aliquota di finanziamento

Il rapporto tra il capitale proprio e i fondi di terzi che viene utilizzato per il calcolo standardizzato del pagamento degli interessi. La struttura effettiva del finanziamento non occasiona alcun adeguamento del tasso ponderato d'interesse sul capitale globale.

Capitale investito

I beni patrimoniali che costituiscono l'attivo circolante e l'attivo immobilizzato. Per l'attivo circolante vale la media annua ponderata. L'attivo immobilizzato corrisponde al valore contabile alla fine dell'esercizio.

Ammortamenti calcolatori

La perdita di valore degli investimenti calcolata per un anno d'esercizio, determinata come valore contabile diviso per la durata d'utilizzazione restante, come valore corrente del riacquisto, diviso per la durata d'utilizzazione restante oppure come valore del riacquisto a nuovo diviso per l'intera durata di utilizzazione.

Interessi calcolatori

Retribuzione per il capitale investito, comprendente la quota volta all'ottenimento di un utile d'esercizio adeguato sul capitale proprio investito.

Livelli di rete

Un livello di rete comprende uno dei quattro livelli di prestazione della stessa tensione o uno dei tre livelli di trasformazione.

Durata d'utilizzazione

La vita economica degli impianti è calcolata in base alle indicazioni in allegato.

3. Struttura del calcolo dei costi

3.1 Elementi del calcolo dei costi

Il calcolo dei costi conformemente all'art. 6 cpv. 6 della legge si compone degli elementi qui appresso:

- calcolo della categoria di costo
- calcolo della sezione di costo, con sezioni principali a ogni livello di rete
- contabilità degli impianti
- fatturazione dei mandati e/o dei progetti
- schema di calcolo del capitale investito
- schema del rendiconto

3.2 Registrazione dei costi

I costi devono essere registrati separatamente secondo i livelli di linea e di trasformazione (cioè i livelli di rete).

La registrazione deve essere effettuata in base agli elementi di costo elencati al capo 3.1. Si devono registrare soli i costi direttamente relativi all'esercizio della rete del corrispondente livello di rete. I gestori di rete che, a fini contabili interni, tengono conto di altri elementi di costo (per es. supplementi standardizzati per costi di rete indiretti, utili supplementari calcolatori per prestazioni interne, costi non retribuiti, costi straordinari, costi indipendenti dall'esercizio ecc.) devono eliminarli dal conto dei costi di rete.

Le attribuzioni dei costi di mandati e progetti come pure altri transfert di costi alle sezioni principali per livello di rete in base al calcolo della sezione di costo devono essere debitamente documentati. In particolare, si devono attribuire già alle sezioni principali per livello di rete i costi amministrativi, che normalmente figurano solo nel calcolo dell'imputazione dei costi.

3.3 Disgiunzione della contabilità finanziaria dal calcolo dei costi

Si devono distinguere sul fondo e, se necessario, anche nel tempo, le spese che figurano nella contabilità finanziaria in ragione del principio di precauzione e della politica di ripartizione degli utili e delle tasse. Le spese straordinarie estranee all'esercizio non devono essere incluse nel calcolo dei costi per la determinazione della retribuzione per il transito di energia elettrica.

Gli ammortamenti straordinari economicamente necessari all'esercizio non sono considerati spese straordinarie e, in *casi motivati*, possono essere considerati costi computabili ai fini della determinazione della retribuzione, sulla base dell'effettiva diminuzione di valore.

4. Determinazione dei costi di rete

4.1 Principio

Possono essere registrati e venire presi in considerazione ai fini della determinazione della retribuzione del transito solo i costi relativi all'esercizio del livello di rete pertinente. Le prestazioni o le categorie di costo che non figurano ad un livello di rete devono essere tralasciate.

4.2 Costi d'esercizio computabili

Sono costi d'esercizio computabili tutte le prestazioni del livello di rete direttamente legate all'esercizio della rete stessa.

Esercizio di rete

I costi e la fatturazione dei mandati necessari alla conduzione efficiente della rete conformemente alle prescrizioni relative all'ambiente e alla sicurezza e volti al mantenimento della qualità; controllo della rete; elaborazione e manutenzione delle norme e degli schemi necessari all'esercizio; creazione del programma di interruzione immediata e in caso di avaria; misurazioni di messa a terra; localizzazione dei guasti.

Comunicazioni di rete

I costi e la fatturazione dei mandati relativi a rilevamento, trasmissione ed elaborazione dei dati d'esercizio; attivazione di funzioni dell'esercizio di rete comprese le prestazioni di terzi e le prestazioni proprie; dispositivi di telecomando a distanza e di comando della rete; radiocomunicazioni.

Prestazioni di servizio del sistema⁸

Costi riguardanti il coordinamento del sistema, la gestione del bilancio di rete, la regolazione primaria, la capacità di avvio autonomo e di esercizio per isole di produzione, il mantenimento della tensione (inclusa l'energia reattiva), la misurazione d'esercizio, la compensazione delle perdite operative.

Manutenzione della rete

Costi e fatturazione dei mandati di ispezione, manutenzione, ripristino e riparazioni comprendenti materiale, prestazioni esterne, costi dei terzi e prestazioni proprie; eliminazione dei guasti tecnici (compreso servizio di picchetto).

Pianificazione e costruzione della rete

Costi e fatturazione dei mandati relativi a prestazioni non attivabili (che mantengono il valore senza aumentarlo) comprendenti materiale, prestazioni esterne, costi dei terzi e prestazioni proprie; pianificazione strategica e operativa della rete.

⁸ senza energia di compensazione (cfr. sezione 4.3)

Misurazione, rilevamento dati

Costi e fatturazione dei mandati relativi a rilevamento, preparazione e controllo d'ammissibilità dei dati, registrazione dei dati di movimento e della clientela propria, elaborazione di statistiche.

Fatturazione, riscossione

Quota dei costi di fatturazione, spese di avvisi e di solleciti, perdite debitori, nella misura in cui sono riconducibili all'esercizio della rete.

Controllo degli impianti

Costi e fatturazione dei mandati di pianificazione e di esecuzione dei controlli; nell'ambito delle prescrizioni sugli impianti elettrici a bassa tensione, il trattamento amministrativo dei certificati di sicurezza, la sorveglianza dell'esecuzione come pure l'effettuazione di controlli per campionatura, in occasione dei quali le installazioni si rivelino prive di difetti.

Prestazioni di servizio

Affitti, interessi di costruzione, danni alle colture, costi di leasing, consulenza e progettazione.

Assicurazioni

Responsabilità civile per l'esercizio e i prodotti, assicurazioni macchine, incendi e catastrofi naturali, furto e danni dovuti all'acqua, interruzione d'esercizio, veicoli, materiale informatico.

Garanzia della qualità

Costi e fatturazione di mandati per l'elaborazione di documenti di lavoro, l'esecuzione della certificazione, la formazione del personale e la sorveglianza del rispetto delle prescrizioni.

Consumo proprio

Costi della corrente per l'esercizio della rete (senza compensazione delle perdite operative).

Costi amministrativi

Partecipazione della rete ai costi di direzione, contabilità, controlling, personale, servizio giuridico, informatica, costi dei locali (attribuzione mediante metodi di ripartizione basati sul principio della causalità).

Costi delle reti a monte

Retribuzione per il transito, prestazioni di servizio del sistema delle reti a monte.

Imposte e tasse

Tasse federali, cantonali e comunali sugli utili e sul capitale imputabili al periodo contabile, imposte sulla cessione di proprietà.

Costi occasionati dall'attuazione della legge sul mercato dell'energia elettrica

Oneri ai sensi dell'articolo 6 capoverso 5 della legge ; adempimento del dovere di rapporto e d'informazione sull'esecuzione della legge.

Esclusivamente per la Società svizzera dei gestori di rete: costi ai sensi degli articoli 26 numero 4 e 29 della legge.

Diritti di transito, tasse di concessione, mandati di prestazione

Tasse comunali per l'utilizzazione di terreni beni fondiari pubblici per il transito, tasse d'utilizzazione (per es. per i locali dei trasformatori), contributi a terzi per il transito; prestazioni orientate all'efficienza nell'ambito di mandati di prestazione ai sensi dell'articolo 11 capoverso 1 della legge.

4.3 Costi non computabili

I costi che non sono direttamente riconducibili all'esercizio della rete non possono essere computati ai fini della determinazione della retribuzione per il transito; per esempio:

- marketing per la vendita di corrente
- investimenti non ammortizzabili degli impianti di produzione
- transfert di costi non riconducibili all'esercizio della rete
- costi di acquisto e di vendita di energia
- retribuzione per le immissioni (punti di prelevamento)
- transito esente da retribuzione (punti di prelevamento)
- energia di compensazione (punti di prelevamento)
- altri costi non riconducibili all'esercizio della rete

4.4 Costi di capitale computabili

4.4.1 Principi

Il valore contabile o, qualora inferiore, il valore corrente del riacquisto è la base del calcolo teorico degli ammortamenti, per cui si procede alla deduzione lineare della durata d'utilizzazione restante.

Il capitale investito è la base del calcolo degli interessi calcolatori. Esso comprende l'attivo circolante (comprese le liquidità necessarie all'esercizio della rete) e l'attivo immobilizzato al valore contabile oppure, qualora esso sia inferiore, al valore corrente del riacquisto. I calcoli si basano su un'aliquota di finanziamento (capitale proprio e di terzi) uguale per tutte le aziende e su tassi d'interesse standard (capitale proprio e di terzi). L'ammontare degli interessi sul capitale proprio corrisponde all'utile adeguato d'esercizio.

4.4.2 Basi di calcolo degli ammortamenti calcolatori

Valore degli impianti

I gestori di rete sono tenuti a separare gli attivi da imputare all'esercizio della rete, nonché a comunicare i valori contabili dei medesimi come pure il valore corrente del riacquisto e il valore del riacquisto a nuovo in base alla contabilità relativa agli impianti.

Metodo di calcolo del valore a nuovo del riacquisto

Come base di calcolo si possono utilizzare i costi standard del settore. I valori determinati devono tener conto del criterio dell'impiego efficiente del capitale. L'Ufficio federale può emanare prescrizioni circa i costi standard sulla base di perizie.

Restrizioni

Si devono dedurre dal valore degli impianti le contribuzioni dei consumatori finali che costituiscono una partecipazione ai costi della rete, o altre contribuzioni con effetto analogo, nella misura in cui ciò non sia già stato fatto nella contabilità originale.

Categorie di impianti

In vista di garantire l'uniformità del calcolo, i gestori di reti sono tenuti a classificare gli attivi di rete secondo le categorie di impianti indicate nell'allegato.

Durata d'ammortamento

La durata d'utilizzazione delle categorie di impianti summenzionate da utilizzare per il calcolo sono indicate in allegato.

Ammortamenti eccessivi

Non è consentito effettuare ammortamenti eccessivi. Quando un impianto ha raggiunto la propria durata d'utilizzazione ed è quindi completamente ammortato non si possono più far valere ammortamenti calcolatori ad esso relativi.

Nuovi investimenti

I nuovi investimenti devono essere registrati in ordine cronologico senza lacune nelle categorie di impianti indicate in allegato. Si devono indicare separatamente gli investimenti d'ampliamento - come per esempio potenziamenti della rete, come pure gli investimenti sostitutivi, come per esempio nuovi dispositivi di comando, o gli investimenti motivati dalle esigenze della protezione dell'ambiente.

Gli ammortamenti calcolatori di un nuovo investimento possono essere fatti valere pienamente già nell'anno della messa in esercizio o dell'inizio dell'utilizzazione. Questo primo anno d'esercizio corrisponde anche al primo anno di durata di utilizzazione come indicato in allegato.

Investimenti sostitutivi

Nel caso di investimenti sostitutivi si deve escludere dal calcolo l'eventuale valore residuo degli impianti sostituiti.

4.4.3 Base di calcolo degli interessi calcolatori

Capitale investito

Corrisponde alla somma dell'attivo circolante, pari al massimo al 6 per cento della cifra d'affari (comprese le liquidità necessarie all'esercizio corrente) e dell'attivo immobilizzato al valore contabile, o, qualora inferiore, al valore corrente del riacquisto alla fine dell'anno di esercizio.

Per l'attivo circolante vale la media annua ponderata; per l'attivo immobilizzato si considera il valore contabile, o, qualora inferiore, il valore corrente del riacquisto alla fine dell'anno di esercizio.

Tasso privo di rischio (T_{pr})

Si considera come tasso privo di rischio il rendimento osservato sul mercato del capitale, all'inizio di ogni periodo di regolazione, alla scadenza delle obbligazioni della Confederazione, il cui periodo di durata residuo si avvicina maggiormente alla durata del periodo di regolazione.

Tasso d'interesse sui fondi di terzi (T_{ft})

Questo tasso d'interesse corrisponde al tasso d'interesse privo di rischio maggiorato di un supplemento dello 0,50 per cento.

Tasso d'interesse sul capitale proprio (T_{cp})

Il tasso d'interesse sul capitale proprio viene calcolato secondo il Capital Asset Pricing Modell (CAPM) come segue: $T_{cp} = T_{pr} + \beta (R_m - T_{pr})$. Nell'esempio R_m corrisponde al rendimento medio sul mercato svizzero delle azioni, $(R_m - T_{pr})$ al supplemento per il rischio sul mercato svizzero e β all'unità di misura per il rischio del settore.

Calcolo del tasso d'interesse ponderato

Il calcolo del tasso d'interesse ponderato si effettua come segue, sulla base dell'aliquota di finanziamento standardizzata di 30 per cento di capitale proprio contro 70 per cento di fondi di terzi : $0,3 * T_{cp} + 0,7 * T_{ft}$.

Determinazione e validità del tasso d'interesse

180 giorni prima dell'inizio del periodo di regolazione l'Ufficio federale rende noto il calcolo del tasso d'interesse ponderato. Esso è valido per tutta la durata del periodo di regolazione.

5. Rendiconto

L'Ufficio federale e la Commissione d'arbitrato possono, al fine di espletare i loro compiti, chiedere in qualsiasi momento ai gestori di rete la stesura di un conto annuo dei costi nella forma qui appresso.

L'obbligo di rendiconto insorge alla fine del primo anno di esercizio completo, a decorrere dall'entrata in vigore della presente ordinanza.

Categorie di costi e di prestazioni	Costi in fr.
Costi di capitale	
Ammortamenti calcolatori	
Interessi calcolatori	
Costi di esercizio	
Esercizio della rete	
Comunicazioni di rete	
Prestazioni di servizio del sistema	
Manutenzione della rete	
Pianificazione e costruzione della rete (non attivabili)	
Misurazione, rilevamento dati	
Fatturazione, riscossione	
Controllo degli impianti	
Prestazioni di servizio	
Assicurazioni	
Garanzia di qualità	

Categorie di costi e di prestazioni	Costi in fr.
Consumo proprio	
Costi amministrativi	
Costi delle reti a monte	
Tasse e contributi	
Costi riconducibili all'attuazione della LMEE	
Diritti di transito, tasse di concessione, mandati di prestazione	
Totale costi del livello di rete	

Allegato: categorie di impianti e durata di utilizzazione

Categorie di impianti	Durata di utilizzazione calcolatoria in anni
Impianti generali	
Beni fondiari	1)
Edifici d'esercizio	50
Edifici amministrativi	50
Attrezzature commerciali, mobilio	10
Impianti di comunicazione	10
Strumenti, apparecchi, macchine	10
Allestimento di depositi	15
Attrezzature informatiche, hardware	5
Attrezzature informatiche, software compresa introduzione	3
Automezzi leggeri	8
Automezzi pesanti	15
Impianti di trasmissione	
Cavi 380 / 220 kV	40
Linee elettriche aeree 380 / 220 kV	60
Edifici per impianti di trasformazione	40
Trasformatori di rete e di allacciamento	35
Allestimento di stazioni di trasformazione, compresi pannelli di alimentazione	35
Impianti di protezione, di misurazione, impianti tecnici di trasmissione ecc.	15
Impianti di distribuzione	
Cavi 150 / 50 kV	40
Cavi MS	40
Linee elettriche aeree 150 / 50 kV	60
Linee elettriche aeree MS (legno)	25
Linee elettriche aeree MS (cemento)	40
Cavi BT (cavi d'energia)	40
Linee elettriche aeree BT (legno)	25
Edifici per impianti di trasformazione (stazioni principali)	40
Trasformatori di rete	35
Allestimento di stazioni di trasformazione, compresi pannelli di alimentazione	35
Impianti di protezione, di misurazione, impianti tecnici di trasmissione ecc. (trasformatori)	15
Stazioni di trasformazione (MS/BT) compresi trasformatori	35
Stazioni di trasformazione a traliccio	25
Dispositivi di allacciamento	35
Dispositivi di comando, di misura e di protezione	15
Cavi allacciamento clienti	40

Categorie di impianti	Durata di utilizzazione calcolatoria in anni
Linee elettriche aeree allacciamento clienti	25
Cabine di distribuzione via cavo	30
Contatori e apparecchi di misurazione meccanici	25
Contatori e apparecchi di misurazione elettronici	15
Gruppi elettrogeni mobili	20
Cavi a fibra ottica	20

1) I beni fondiari non possono essere ammortizzati.

**Ordinanza sul mercato
dell'energia elettrica
Rapporto esplicativo**

Progetto, 5 ottobre 2001

Indice

pag.

I	<u>Introduzione</u>	5
II	<u>Spiegazioni delle singole disposizioni</u>	5
	Capitolo 1: Definizioni	5
Art. 1	Definizioni	5
	Capitolo 2: Transito di energia elettrica	5
	Sezione 1: Obbligo di garantire il transito di energia elettrica	5
Art. 2	Condizioni di transito non discriminatorio	5
Art. 3	Transito in caso di capacità insufficiente nella rete di distribuzione	6
Art. 4	Transito in caso di capacità insufficiente nella rete di trasmissione	7
Art. 5	Transito in caso di capacità insufficiente nella rete elettrica ferroviaria	7
	Sezione 2: Principi della retribuzione per il transito di energia elettrica	7
Art. 6	Costi computabili	7
Art. 7	Compensazione dei costi tra i livelli di tensione	10
Art. 8	Retribuzione per il transito improntata all'efficienza	11
Art. 9	Determinazione della retribuzione per il transito di energia elettrica	13
Art. 10	Comunicazione e pubblicazione della retribuzione per il transito di energia elettrica	15
Art. 11	Prestazione di servizio del sistema per gli autoproduttori e le reti elettriche ferroviarie	15
Art. 12	Armonizzazione delle differenze sproporzionate tra le retribuzioni per il transito	15
Art. 13	Costi e introiti dello scambio internazionale di energia elettrica	15
	Capitolo 3 : Forniture di energia elettrica	16
	Sezione 1: Cambiamento di fornitore, acquisto di energia elettrica senza contratto di fornitura e senza fatturazione	16
Art. 14	Cambiamento di fornitore e acquisto di energia elettrica senza contratto di fornitura	16
Art. 15	Fatturazione	16
	Sezione 2: Gruppi di bilancio e energia di compensazione	17
Art. 16	Gruppi di bilancio	17
Art. 17	Energia di compensazione	17
	Capitolo 4: Contabilità e rendiconto	18
Art. 18		18
	Capitolo 5: Garanzia dell'approvvigionamento di energia elettrica	18
Art. 19	Limitazioni illecite della concorrenza	20
Art. 20	Minaccia o perturbamento della sicurezza d'approvvigionamento	20
	Capitolo 6: Gestione della rete e misurazioni	20

Art. 21	Società svizzera dei gestori di rete	20
Art. 22	Rappresentanza della Confederazione e dei Cantoni nel consiglio d'amministrazione della Società svizzera dei gestori di rete	21
Art. 23	Compiti dei gestori di reti	21
Art. 24	Misurazioni e statistiche.....	22
Capitolo 7:	Dati relativi al modo di produzione e all'origine dell'energia elettrica.....	22
Art. 25		22
Capitolo 8:	Competenze e collaborazione delle autorità	23
Art. 26	Compiti della Commissione d'arbitrato.....	23
Art. 27	Compiti della Sorveglianza dei prezzi	25
Capitolo 9:	Formazione professionale e misure di riconversione.....	25
Art. 28	Formazione	25
Art. 29	Riconversione.....	25
Capitolo 10:	Disposizioni finali	26
Sezione 1:	Esecuzione e Commissione consultiva	26
Art. 30	Esecuzione	26
Art. 31	Commissione consultiva	26
Sezione 2:	Abrogazione e modifica del diritto vigente.....	26
Art. 32		26
Sezione 3:	Disposizioni transitorie	27
Art. 33	Transito in caso di capacità insufficiente nella rete di trasmissione	27
Art. 34	Retribuzione per il transito di energia elettrica e pubblicazione.....	29
Art. 35	Gruppi di bilancio ed energia di compensazione	29
Art. 36	Prezzi per clienti vincolati.....	29
Art. 37	Transito di energia elettrica per i consumatori finali	29
Art. 38	Transito per le aziende di approvvigionamento di energia elettrica.....	29
Art. 39	Esenzione dalla retribuzione per il transito di energia elettrica prodotta a partire da energie rinnovabili	29
Art. 40	Certificato di produzione	30
Art. 41	Condizioni e documenti riguardanti la richiesta di mutui alle centrali idroelettriche	30
Art. 42	Competenze, ammontare e rimborso dei mutui alle centrali idroelettriche.....	32
Art. 43	Fondazione della Società svizzera dei gestori di reti	33
Art. 44	Adeguamento dei contratti esistenti.....	33
Art. 45	Pubblicazione del conto annuale	33
Sezione 4 :	Entrata in vigore.....	33

Art. 46	33
---------------	----

I Introduzione

In numerosi paesi i consumatori possono già scegliere liberamente il proprio fornitore di energia elettrica. In Europa regna il più vasto consenso circa la completa liberalizzazione dei mercati dell'energia elettrica. Attualmente si sta discutendo il disciplinamento del commercio transfrontaliero. Anche in Svizzera l'apertura del mercato è da tempo un fatto compiuto per i grandi consumatori. Grazie ai contratti dei clienti vincolati, essi hanno già potuto contrattare con i nuovi fornitori di energia elettrica riduzioni di prezzo dell'ordine del 25/30 per cento. I piccoli consumatori, tuttavia, traggono scarso beneficio da queste condizioni preferenziali e i produttori d'energia indigeni ne risentono la pressione: sarebbero auspicabili condizioni uguali per tutti. La Svizzera non può sottrarsi all'apertura del mercato. Da qui la necessità della legge sul mercato dell'energia elettrica (LMEE) come nuova base giuridica, affinché il nostro Paese possa sfruttare la sua vantaggiosa posizione di piattaforma energetica e affinché anche l'economia domestica e i piccoli consumatori possano beneficiare dei vantaggi di un'apertura del mercato nel settore dell'energia elettrica.

Dalle prime esperienze condotte all'estero risulta che globalmente l'apertura del mercato genera impulsi positivi nell'economia pubblica, tanto dal profilo delle innovazioni (per es. produzione decentrata di energia elettrica e tecnologie dell'informazione) come pure a livello della creazione di nuovi posti di lavoro e del calo dei prezzi. Alcune esperienze negative, come nel caso della California, dimostrano per altro che la legislazione deve tenere conto delle caratteristiche tecniche ed economiche dell'industria dell'energia elettrica. L'approvvigionamento di energia elettrica deve continuare ad essere garantito, nonché potenziato, a lunga scadenza, dall'impiego di fonti energetiche rinnovabili. La LMEE, come pure il presente progetto di ordinanza sul mercato dell'energia elettrica (OME), tiene conto di queste esigenze. Le basi giuridiche rafforzano la posizione dei consumatori e promuovono l'efficienza del settore, confermando la garanzia dell'approvvigionamento nel rispetto degli interessi ambientali. Per queste ragioni la LMEE è stata approvata dal Parlamento a grande maggioranza.

II Spiegazioni delle singole disposizioni

Gli articoli dell'ordinanza vengono commentati solo nella misura in cui ciò è necessario ad una migliore comprensione. Nel caso di norme che non hanno un termine preciso, nelle spiegazioni, se necessario, si fa riferimento anche alle disposizioni transitorie pertinenti.

Capitolo 1: Definizioni

Art. 1 Definizioni

Capitolo 2: Transito di energia elettrica

Sezione 1: Obbligo di garantire il transito di energia elettrica

Art. 2 Condizioni di transito non discriminatorio

In virtù dell'art. 5 cpv. 1 LMEE, chi gestisce una rete elettrica è tenuto a garantire il transito di energia elettrica in modo non discriminatorio ai consumatori finali, ai produttori di energia elettrica, alle aziende d'approvvigionamento di energia elettrica e alle aziende che commercializzano l'energia elettrica. Il *capoverso 1* sancisce che gli aventi diritto al transito di energia elettrica possono esigere la conclusione di un contratto di transito non discriminatorio di diritto privato. Si intende così affermare esplicitamente che i contratti di diritto privato necessari al transito di

energia elettrica – e la conclusione dei medesimi – devono essere non discriminatori. Si deve cioè consentire anche ai terzi, per esempio ai commercianti, di concludere contratti di transito per conto dei clienti propri. Ciò permette ai suddetti terzi di concludere con i clienti propri contratti “all inclusive” che includono tanto la fornitura come il transito di energia elettrica. Nel caso dell'acquisto di energia elettrica da parte di aziende dei trasporti pubblici, i gestori di rete sono tenuti anche a trasformare adeguatamente la suddetta energia, dietro compenso. L'ordinanza rinuncia a elencare tutti i possibili elementi contrattuali discriminatori, che devono essere esaminati secondo il contratto, in base alle singole fattispecie. In caso di controversia, la questione sarà esaminata dalla Commissione d'arbitrato. Il *capoverso 1* riprende il concetto della discriminazione dei terzi anche al di fuori degli accordi contrattuali, per esempio allorché si devono esaminare le domande di transito di energia elettrica. Il *capoverso 2* stabilisce la parità di trattamento degli aventi diritto dal profilo della misurazione e dei dati all'atto della domanda di transito, e in funzione della retribuzione delle prestazioni.

Art. 3 Transito in caso di capacità insufficiente nella rete di distribuzione

In virtù del *capoverso 1*, la determinazione della capacità disponibile spetta ai gestori di rete, poiché ad essi incombe l'obbligo di assicurare l'esercizio della rete (art. 10 cpv. 1 LMEE). Le reti sono finalizzate a una determinata prestazione che, nell'ambito del carico giornaliero, è raggiunta solo al momento di massimo carico. Le reti presentano dunque tassi d'utilizzazione variabili che possono essere ottimizzati mediante misure in funzione della domanda. Per esempio, determinati gruppi di consumatori (come boiler e riscaldamenti elettrici) oppure utilizzatori industriali sono staccati dalla rete mediante telecomandi centralizzati ed eliminazioni di carico. Le misure in funzione della domanda devono essere convenute con i fornitori di energia elettrica e con i responsabili dei gruppi di bilancio. Benché i clienti, in caso di cambiamento di fornitore in genere non cambino l'utenza della rete, non si può escludere, per esempio, che un nuovo fornitore desideri approvvigionare ininterrottamente un cliente che in precedenza partecipava all'ottimizzazione della rete e della produzione di energia elettrica mediante telecomando centralizzato o eliminazione di carico. Ciò provocherebbe un aumento del carico di rete e quindi una diminuzione della capacità disponibile, senza che si verifichi un aumento globale del volume di energia. L'articolo 3 mira a prevenire simili eventualità, che limiterebbero il rendimento della rete e sarebbero di ostacolo alla concorrenza.

Il *capoverso 2* prescrive in che modo si deve calcolare la capacità disponibile nella rete di distribuzione, in relazione con l'articolo 5 capoverso 3 della legge. Il *capoverso 3* fissa la distribuzione in base alla priorità cronologica¹. Poiché le insufficienze di capacità nella rete di distribuzione dovrebbero essere rare e di breve durata, si deve ricorrere a procedure relativamente semplici. Di conseguenza, le procedure di attribuzione concorrenziali, come le aste pubbliche, sono riservate alla rete di trasmissione. Il *capoverso 4* sancisce l'obbligo della prova scritta in caso di diniego di transito, conformemente all'articolo 5 capoverso 3 della legge. I *capoversi 5 e 6* sono finalizzati ad evitare che la capacità di transito sia bloccata da manovre strategiche di singoli partecipanti al mercato, volte per esempio ad escludere i concorrenti dall'accesso alla rete. Il volume del transito si riferisce a determinate quantità di energia elettrica e a periodi determinati.

¹ Il legislatore ha esplicitamente escluso la priorità del transito di energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili in caso di capacità insufficiente nella rete. Una tale disposizione sarebbe per giunta di difficile attuazione.

Art. 4 Transito in caso di capacità insufficiente nella rete di trasmissione

In ragione della posizione geografica centrale del nostro Paese, la rete svizzera di trasmissione è fortemente sollecitata anche per forniture transfrontaliere. L'*articolo 4* tiene conto di tale circostanza sotto due aspetti: da un lato, il *capoverso 1* dispone la priorità, in qualsiasi momento, della fornitura ai consumatori finali indigeni. In un futuro prevedibile, tuttavia, non appare la necessità di definire un rango di priorità per la copertura dei bisogni indigeni nella rete di trasmissione. Dall'altro lato, si sottolinea la necessità di regolamentare l'attribuzione delle capacità di trasmissione a livello di importazione, esportazione e transito. Già da tempo, in effetti, sono insorte difficoltà per le forniture verso l'Italia - e non soltanto per la rete svizzera di trasmissione. In Italia gli eccedenti d'importazione sono considerevoli e il livello di prezzo dell'energia elettrica è elevato; la domanda di capacità di transito è dunque sostenuta. Nell'ambito della concretizzazione del mercato interno europeo dell'energia elettrica, bisogna creare norme omogenee concernenti la gestione di tali capacità insufficienti nelle reti di trasmissione transfrontaliere. Le soluzioni volte all'attribuzione concorrenziale, in particolare mediante aste pubbliche, come previsto nel *capoverso 2*, sono in primo piano.

Nel corso dei primi dieci anni dall'entrata in vigore dell'ordinanza, i contratti di fornitura a lungo termine conclusi tra aziende di approvvigionamento di energia elettrica nazionali ed estere prima della creazione del mercato interno europeo dell'energia elettrica continueranno ad avere la priorità nell'attribuzione delle capacità nella rete di trasmissione (*art. 32*). Tali contratti, anche ai sensi dell'articolo 8 paragrafo 3 delle Direttive 96/92/CE, non sottostanno alle altre disposizioni della direttiva sul mercato interno, nella misura in cui, in base ai medesimi, si effettuano forniture ai clienti in condizioni di monopolio di approvvigionamento chiuso.

Art. 5 Transito in caso di capacità insufficiente nella rete elettrica ferroviaria

Il *capoverso 2* si riferisce all'articolo 2 della legge, secondo il quale anche la rete elettrica ferroviaria rientra nel campo d'applicazione della legge; le esigenze dell'esercizio delle ferrovie sono però prioritarie.

Sezione 2: Principi della retribuzione per il transito di energia elettrica

Al fine di determinare la retribuzione per il transito di energia elettrica, l'ordinanza prevede un procedimento in quattro fasi: l'*articolo 6* definisce i costi computabili ai fini della retribuzione. In questo calcolo, l'ammontare degli interessi standardizzati del capitale proprio accordati a tutti i gestori di rete corrisponde al reddito d'esercizio adeguato. L'*articolo 7* disciplina la procedura interna di compensazione dei costi tra i livelli di tensione. L'*articolo 8* illustra come, grazie a studi comparativi dell'efficienza su un eventuale periodo di regolazione di diversi anni, si possano motivare i gestori di rete a ridurre i propri costi imputabili. La retribuzione per il transito di energia elettrica si basa quindi su costi computabili improntati all'efficienza. L'*articolo 9* contiene i principi di base della struttura della retribuzione per il suddetto transito di energia elettrica. Nei successivi *articoli 10-13* sono trattate altre questioni, segnatamente l'armonizzazione di differenze sproporzionate tra i Cantoni.

Art. 6 Costi computabili

Nell'articolo 6, come pure nell'Allegato 1, sono definiti i costi necessari alla gestione della rete e come tali computabili, conformemente all'articolo 6 capoversi 1, 2 e 6 della legge. In osservanza del principio di sussidiarietà, nelle presenti disposizioni sono presi in considerazione i lavori preliminari della commissione per le questioni relative al calcolo dei costi dell'UCS, nella misura in

cui sono conformi all'articolo 6 capoverso 6 (ultima frase) della legge². Poiché i costi e la retribuzione per il transito di energia elettrica devono essere determinati in base a uno schema vincolante per tutti i gestori di rete già all'entrata in vigore della LMEE, e siccome tale schema deve facilitare la valutazione della retribuzione, nell'ordinanza sono necessarie disposizioni dettagliate ai fini del raffronto. Per le centrali elettriche, che finora non tenevano una contabilità dei costi, i rilevamenti e calcoli d'uopo possono costituire un impegno supplementare. Ciò è peraltro necessario in vista di un esercizio di rete improntato all'efficienza, nonché per la determinazione di retribuzioni del transito orientate ai costi.

I costi computabili sono costituiti dalla somma dei costi d'esercizio e dei costi del capitale, come pure valore monetario delle prestazioni prescritte dalle autorità cantonali e comunali ai sensi dell'*articolo 8 capoverso 2*

Sono costi d'esercizio computabili ai sensi del *capoverso 2* tutti i costi insorgenti dalle prestazioni in diretta relazione con la gestione della rete. I costi dei singoli livelli di linea e di trasformazione (livelli di rete) devono figurare in una contabilità specialmente allestita (disgiunzione contabile). Tutti i gestori di rete devono separare secondo gli stessi principi i costi d'esercizio dagli investimenti; gli investimenti devono quindi essere attivati e ammortizzati in maniera calcolatoria. Poiché i costi d'esercizio sono già registrati nella contabilità finanziaria, dal profilo della presentazione del conto annuale non si presentano problemi particolari.

Per quanto concerne i costi del capitale computabili, si deve distinguere tra gli ammortamenti e gli interessi calcolatori. Nel calcolo dei costi del capitale sono presi in considerazione, conformemente al *capoverso 3*, i valori contabili che figurano solitamente nei libri contabili. A partire dall'entrata in vigore della legge, tuttavia, si applicheranno i periodi di ammortamento, i tassi d'interesse e la struttura del capitale fissati nell'*Allegato 1*. Per esempio, in vista di evitare un aumento di prezzo nel caso di vendita di una rete, i valori contabili saranno accettati solamente se il loro ammontare totale non è superiore all'ammontare dei costi del riacquisto, dopo deduzione lineare degli ammortamenti (valore corrente del riacquisto).

Per il calcolo uniforme degli interessi calcolatori è necessario determinare l'aliquota del capitale di terzi e del capitale proprio. E' accettabile una proporzione di 70 - 30 percento corrispondente, approssimativamente, all'attuale struttura di proprietà delle aziende integrate (*Allegato 1, sezione 4.4.3*).

I principi del calcolo del pagamento degli interessi sul capitale proprio e di terzi includono maggiorazioni per il rischio motivate da una valutazione realistica della situazione economica dei gestori delle reti svizzere. Tali prescrizioni devono essere contemplate in un contesto in cui non vi è competitività tra i gestori di rete. Inoltre ad essi è garantito l'ammortamento e il pagamento degli interessi sul capitale investito, nella misura in cui i costi computabili sono inferiori al valore comparabile (benchmark) dei costi contabili del riacquisto, ai sensi dell'articolo 8. I gestori di rete sono così esposti a un rischio finanziario comparativamente minore.

Nella struttura di capitale prescritta, il tasso d'interesse ponderato sul capitale proprio è composto dai tassi d'interesse sui fondi di terzi e sul capitale proprio (*Allegato 1, n. 4.4.3*). Il tasso d'interesse sul capitale di terzi è calcolato in base al tasso d'interesse privo di rischio, tenuto conto di un supplemento rischi dello 0,5 percento, improntato ai valori osservati sul mercato finanziario per prestiti di debitori di A rating. Il tasso d'interesse privo di rischio corrisponde al

² Unione delle centrali svizzere di energia elettrica: Kostenrechnungsschema für Netzbetreiber, Zurigo 2000

rendimento osservato sul mercato del capitale, all'inizio di ogni periodo di regolazione, alla scadenza delle obbligazioni della Confederazione che presentano il periodo residuale di decorrenza (di norma 4 anni) più prossimo alla durata del periodo di regolazione. Si può così assicurare la congruenza dei termini: gli investimenti da effettuare fix per quattro anni sono improntati al tasso d'interesse per investimenti finanziari di quattro anni. A titolo di esempio, su un tasso d'interesse privo di rischio del 4 per cento risulta un tasso del 4,5 sui fondi di terzi.

Il tasso d'interesse sul capitale proprio è calcolato secondo il Capital Asset Pricing Model (CAPM). Il rendimento del rischio di mercato per la Svizzera è così fissato al 4,5 per cento, in base alle stime dei principali istituti. β , cioè il volume del rischio del settore in rapporto al rischio del mercato globale, può essere situato storicamente a meno 0,2 per cento sull'esempio delle aziende di energia elettrica quotate attualmente. In considerazione del fatto che la gestione della rete continui a essere soggetta a un regime di monopolio, pur essendo esposta, in ragione della regolamentazione prevista, a un lieve rischio supplementare, si deve considerare adeguato che β equivalga a 0,25. Per esempio, su un tasso d'interesse privo di rischio del 4 per cento sul capitale proprio risulterebbe $4\% + 0,25 \cdot 3,33 \cdot 4,5\% = 7,75\%$. Il fattore di 3,33 tiene dunque conto dell'effetto di leverage in base alla struttura finanziaria prescritta di 70 per cento di fondi di terzi e 30% di capitale proprio.

Nell'esempio qui sopra l'interesse calcolatorio ponderato sul capitale proprio viene dunque calcolato così: $0,7 \cdot 4,5\% + 0,3 \cdot 7,75\% = 5,5\%$.

Ai sensi dell'articolo 34 capoverso 1 delle disposizioni transitorie, al momento dell'apertura del mercato, i gestori delle reti determinano la retribuzione per il transito sulla base dei costi computabili ai sensi dell'articolo 6 capoversi 2 e 3. Essi comprendono un adeguato pagamento degli interessi del capitale investito. Probabilmente, la fase iniziale durerà circa due anni, fino a quando, in base a studi comparativi delle aziende, anche gli obiettivi di efficienza verranno ad influenzare la retribuzione per il transito. (art. 8 dell'ordinanza). Entro 30 giorni dall'entrata in vigore dell'ordinanza, i gestori delle reti devono stabilire e pubblicare le proprie retribuzioni per il transito (art. 34 cpv. 2). Tale compito sarà facilitato dal fatto che, tra l'accettazione della LMEE nella votazione referendaria e l'entrata in vigore della legge, intercorrerà un periodo preparatorio di parecchi mesi.

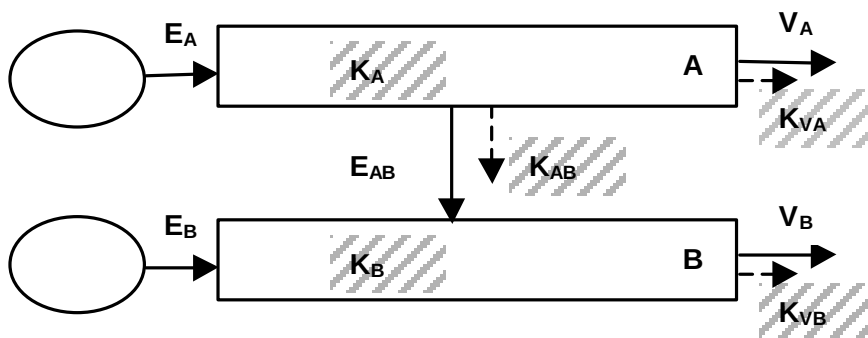
Invece del metodo di valutazione previsto nel presente progetto di ordinanza, per il calcolo degli ammortamenti imputabili potrebbero essere utilizzati i valori relativi ai tempi di riapprovvigionamento. Ciò assicurerebbe la parità di trattamento delle aziende. La maggiore valutazione degli impianti che ne risulterebbe potrebbe però essere causa di un aumento dei prezzi o di un doppio onere per i consumatori, qualora gli ammortamenti non fossero stati finalizzati al mantenimento della sostanza o all'autofinanziamento. Questo rischio può essere limitato attraverso l'indicazione di standard per i valori relativi ai tempi di riapprovvigionamento e l'obbligo di mantenimento della sostanza e di autofinanziamento. In vista della stesura definitiva dell'ordinanza, l'UFE intende analizzare ulteriormente i vantaggi e gli svantaggi dei due metodi, sulla base di dati reali e in collaborazione con le aziende elettriche e con altri ambienti interessati.

Art. 7 Compensazione dei costi tra i livelli di tensione

Le prestazioni di rete sono un prodotto congiunto, i cui costi devono essere imputati ai diversi livelli rispettando, nella misura del possibile, il principio di causalità³. L'articolo 7 regola la ripartizione interna dei costi (per la struttura della retribuzione per il transito di energia elettrica per i consumatori finali vedi articolo 9).

Calcolo dei costi tra due livelli di tensione

Figura 1



Secondo lo schema della figura 1, si immettono, da un centrale elettrica, l'energia E_A al livello di tensione A e l'energia E_B al livello di tensione B. Ad entrambi i livelli il volume di consumo è di V_A, rispettivamente V_B. Di norma il consumo del livello superiore A è coperto dall'immissione di energia E_A. Il consumo V_B del livello inferiore è assicurato dalla fornitura di energia elettrica E_{AB} dal livello A, come pure dall'immissione E_A.

Costi di rete insorgono ai due livelli di tensione (K_A, rispettivamente K_B). Si tratta allora di sapere come questi costi possano essere ripartiti nella maniera più rispettosa del principio di causalità ai diversi livelli di tensione e quindi essere messi a carico del consumo (K_{V_A}, rispettivamente K_{V_B}),

Secondo il metodo netto, la ripartizione dei costi ai livelli A e B è improntata all'energia elettrica E_{AB} fornita da A a B. I costi K_A sono quindi ripartiti in funzione dell'ammontare del consumo del livello A (V_A) e del consumo netto del livello B (V_B meno E_A). Se l'immissione E_B corrisponde esattamente al consumo V_B, nessun costo di rete del livello A viene imputato al consumo del livello B. Questo metodo tiene conto del fatto che le immissioni ai livelli inferiori sgravano la rete al livello superiore. Esso non è tuttavia raccomandabile nella sua forma più semplice, perché i consumatori del livello B hanno sempre la possibilità di acquistare energia elettrica al livello A anche al di fuori della propria regione, mentre dipendono anche fisicamente, per quanto concerne le riserve e sicurezza della qualità di prestazioni della rete, dall'immissione E_A e dalla rete A. Perciò si giustifica una ripartizione dei costi secondo il metodo lordo. La determinazione dei costi da ripercuotere K_{AB} è orientata al consumo V_B, senza tener conto dell'immissione E_A. Così i costi K_A sono ripartiti in base all'ammontare totale del consumo V_A e dell'energia elettrica E_{AB} fornita ai livelli inferiori. Qualora non vi fosse alcuna immissione E_B, il livello A fornisce tutta l'energia elettrica consumata al livello B e la compensazione avviene esclusivamente secondo il metodo lordo.

³ L'articolo 7 del presente progetto di ordinanza è commentato dettagliatamente in H. Glavitsch: Verrechnung von Kosten zwischen den Spannungsebenen, Berna, settembre 2001.

Globalmente, dal profilo della compensazione dei costi, il metodo netto è più vantaggioso per i livelli di tensione inferiori, nella misura in cui vi avvengano immissioni di energia elettrica, mentre il metodo lordo favorisce i livelli di tensione superiori. In virtù dell'articolo 6 della legge si deve tenere giusto conto delle immissioni ai livelli di tensione inferiori. L'ordinanza traduce questa esigenza disponendo che il 70 per cento dei costi di rete siano ripartiti dai livelli di rete superiori a quelli inferiori secondo il metodo netto e il 30 per cento secondo il metodo lordo.

Nella spiegazioni qui sopra si è presa come misura di riferimento per il calcolo dei costi l'“energia elettrica”. Sono comprese in tale designazione tanto la potenza (kW) quanto il volume (kWh). I costi della rete dipendono per la maggior parte dalla potenza (kW). Di conseguenza, la maggior parte dei costi dovrebbe essere ripartita in base alla potenza richiesta dal livello B al livello A, immediatamente superiore. Tuttavia, dal momento che i consumatori non utilizzano tutti la rete allo stesso momento e che le perdite della rete dipendono dalla quantità di energia elettrica fornita, appare giustificata la ripartizione di una parte dei costi in base al consumo (kWh). Il 70 per cento dei costi deve essere imputato secondo il metodo netto in base alla potenza massima registrata semestralmente. Il 30 per cento dei costi deve essere ripartito, secondo il metodo lordo, ai livelli di rete inferiori in base al consumo del livello di rete interessato⁴.

Gli elementi di potenza introdotti servono a incitare i gestori di rete a ridurre i costi delle reti superiori a loro carico (compensazione semestrale del 70% dei costi, secondo la potenza massima registrata nel semestre d'inverno, o, rispettivamente, d'estate). Si ricompensa così, per esempio, l'effettuazione delle revisioni delle reti nei periodi di minor carico. La normativa proposta contribuisce anche al rispetto del principio di causalità: se, per esempio, si procedesse secondo il valore massimo annuo, le reti con un marcato carico nel semestre invernale (si pensi, per esempio, al turismo d'inverno) dovrebbero sostenere costi sproporzionati; se invece il calcolo si effettuasse in base alla potenza massima mensile, sarebbero le reti con un carico equilibrato – cosa di per sé auspicabile – ad essere penalizzate finanziariamente.

Art. 8 Retribuzione per il transito improntata all'efficienza

Recenti esperienze internazionali dimostrano la necessità di una retribuzione per il transito determinata secondo criteri di efficienza. In Norvegia, per esempio, agli inizi degli anni Novanta, la regolamentazione delle indennità d'utenza della rete si basava esclusivamente sui costi computabili. Di conseguenza, l'incremento d'efficienza potenziale dell'esercizio della rete non fu sfruttato. Si effettuarono investimenti eccessivi, perché il reddito ammesso poggiava sul volume dei costi. Sulla base di queste esperienze, nel 1997 si introdusse in Norvegia, come in altri Paesi, un sistema di retribuzione improntata all'efficienza⁵.

L'articolo 1 capoverso 1 (scopo) come pure l'articolo 6 capoversi 1 e 2 della legge escludono la ripercussioni automatica dei costi determinati dai gestori delle reti sulla retribuzione per il transito. Sono computabili i costi necessari all'esercizio efficiente della rete. Ne deriva, ai fini

⁴ Nel modello d'utilizzazione di rete 2001, maggio 2001 (in corso d'elaborazione) dell'Unione delle centrali svizzere di energia elettrica si propongono aliquote percentuali del 65 e del 35 per cento. L'ordinanza favorisce quindi in maniera più marcata le regioni in cui le immissioni di energia elettrica avvengono ai livelli inferiori.

⁵ Cfr. per es. M. Filippini, J. Wild, C. Luchsinger; CEPE: Regulierung der Verteilnetzpreise zu Beginn der Marktöffnung, Erfahrungen in Schweden und Norwegen; Berna, agosto 2001

dell'applicazione della LMEE, la regolamentazione prevista dalla presente ordinanza⁶. Nella sua formulazione, il legislatore ha lasciato al Consiglio federale sufficiente margine di manovra perché, al momento dell'attuazione, si possa approfittare delle più recenti esperienze nazionali ed estere.

La procedura disposta nell'articolo 8 prevede che i gestori di rete comparino i costi computabili in base ai valori contabili (per es. valori correnti di riacquisto) ai sensi dell'articolo 6 con i costi standardizzati calcolati teoricamente in base a valori correnti di riacquisto (benchmark). Per la deduzione del benchmark si possono utilizzare anche valori di raffronto esteri. Un gestore di rete fa valere come soglia massima di utile per il periodo di regolazione successivo i costi computabili in base ai valori contabili (per es. valori correnti del riacquisto) più le spese e le prestazioni remunerate, quando questi si situano al di sotto del benchmark, conformemente al capoverso 2 (benchmark "più"). Se invece i costi computabili in base ai valori contabili (per es. valori correnti del riacquisto) sono superiori al benchmark "più", essi devono essere ridotti al livello del benchmark "più". Se un'immediata riduzione dei costi al benchmark "più" non dovesse essere economicamente sostenibile, il gestore di rete può chiedere alla Commissione d'arbitrato di determinare uno schema di adeguamento. In tal caso, la Commissione di arbitramento può fissare uno schema di avvicinamento al benchmark "più" per il periodo di regolazione in questione. Tale procedura incita i gestori di rete a una conduzione aziendale più efficiente, poiché la differenza tra la soglia massima di utile e i costi effettivi va a loro profitto. Inoltre si incoraggiano parimenti i rinnovamenti e la manutenzione degli impianti, nella misura in cui gli investimenti fino al raggiungimento del benchmark "più" sono interamente computabili e ingenti costi di capitale derivanti da tali investimenti possono essere fatti valere anche durante il periodo di regolazione in corso.

Secondo il *capoverso 1*, l'Ufficio federale effettua periodicamente studi comparativi delle aziende, in base ai valori del riacquisto, e ciò affinché le pratiche di ammortamento applicate in passato non falsino il raffronto. È così possibile comparare le aziende i cui impianti sono già largamente ammortizzati con aziende con ammortamenti meno importanti. Il benchmark indica quali costi potrebbero insorgere per i singoli gestori di rete, in caso di esercizio di rete efficiente, se essi dovessero ricostruire a nuovo l'intera rete. Nel raffronto tra le aziende sono prese in considerazione le condizioni strutturali non influenzabili, nella misura in cui si ripercuotono sui costi. Tali condizioni possono essere il territorio, la struttura della clientela e altri fattori. È così garantito che un'azienda non possa essere penalizzata in ragione del fatto che opera in circostanze sfavorevoli. Nella sezione 5 dell'Allegato 1 sono elencati i tipi di prestazioni e di costi che devono essere compensati alle reti di livello superiore giuridicamente indipendenti, quali tasse e contributi, tasse di concessione, prestazioni con incidenza sui costi nell'ambito di contratti di prestazione con le collettività e simili, che non sono oggetto del raffronto (*cpv. 2*).

Prima del periodo di regolazione, i gestori di rete calcolano la soglia massima di utile, che in ogni caso deve essere inferiore al benchmark "più", sulla base dei costi computabili dell'anno di riferimento. Questa soglia massima è valida per ogni anno del periodo di regolazione. Ogni gestore di rete comunica all'Ufficio federale all'attenzione della Commissione d'arbitramento la propria soglia massima di utile e i dati che ne sono alla base, affinché il relativo calcolo e l'osservanza del limite massimo possano essere verificati in caso di litigio o nell'ambito di una verifica ordinata dalla Commissione. Se gli utili effettivi di un anno superano la soglia massima, lo scompenso va

⁶ A proposito della base legale della regolamentazione improntata all'incentivo nell'ambito della LMEE cfr. S. Rechsteiner: Rechtsfragen des liberalisierten Strommarktes in der Schweiz; Winterthur, febbraio 2001

riequilibrato entro il periodo di regolazione in corso. Se ciò non avviene, lo scompenso va indicato nel calcolo della soglia massima di utile del periodo di regolazione successivo.

Nel capoverso 4 il periodo durante il quale la soglia massima di utile rimane invariata è fissato a quattro anni. Un periodo di regolazione più breve non offrirebbe alle aziende un orizzonte di pianificazione sufficiente alla realizzazione di una maggiore efficienza. Tuttavia, nella fase iniziale dell'apertura del mercato, un periodo di regolamentazione più breve può essere appropriato.

Se i costi computabili ai sensi dell'*articolo 6* sono superiori al benchmark "più", ciò dimostra la presenza di fattori di inefficienza che, in linea di massima, devono essere eliminati. Se per un gestore di rete è impossibile ridurre immediatamente i propri costi computabili d'un sol colpo al livello di benchmark "più", egli può richiedere alla Commissione d'arbitrato di fissare uno schema di adeguamento (*capoverso 6*).

In vista di motivare ulteriormente i gestori al mantenimento di un elevato standard di qualità della propria rete, viene concessa loro la possibilità di fare valere gli investimenti relativi a un periodo di regolazione già prima dell'inizio del periodo in questione, nella misura in cui i suddetti investimenti causano ingenti costi di capitale supplementari. È riservato il mantenimento del benchmark, onde evitare l'apparizione di investimenti eccessivi. Il corrispondente adeguamento della soglia massima di utile può aver luogo nell'anno successivo e deve essere comunicato all'Ufficio federale all'attenzione della Commissione di arbitrato con preavviso di 90 giorni (*capoverso 7*).

Art. 9 Determinazione della retribuzione per il transito di energia elettrica

In virtù dell'articolo 6 capoverso 3 della legge, il Consiglio federale emana i principi per il calcolo della retribuzione. Tali principi sono necessari, segnatamente, in ragione della trasparenza e della non discriminazione di cui all'art. 5 cpv. 4 della legge medesima. L'azienda d'approvvigionamento non può privilegiare i clienti propri rispetto ai terzi, facendo per esempio in modo che strutture non comparabili di indennità della rete rendano più difficile un cambiamento. L'obbligo di pubblicazione ai sensi dell'articolo 10 capoverso 3 della legge può adempiere il suo scopo solo se i prezzi dell'energia elettrica sono comparabili. Strutture unitarie di retribuzione sono inoltre importanti per l'esame dei casi di controversia sulla retribuzione per il transito da parte della Commissione d'arbitrato, come pure per la valutazione di disparità a livello cantonale e sovraregionale.

Poiché una parte considerevole dei prezzi dell'energia elettrica (fornitura e transito) si ripercuote sulle retribuzioni della rete, particolarmente ai livelli di tensione inferiori, il livello e la struttura della retribuzione influiscono sull'utenza delle rete e sui consumi energetici. Le aziende d'approvvigionamento che hanno rinunciato alla riscossione di tasse di base indipendenti dal consumo, per esempio per ragioni di politica energetica, non devono essere costrette a reintrodurle. Dal profilo della politica regionale non sono invece necessarie prescrizioni circa la struttura dei prezzi. Gli interessi di politica regionale sono presi in considerazione, in particolare, dalle disposizioni dell'articolo 6 capoverso 5 concernente l'armonizzazione delle differenze sproporzionate tra le retribuzioni per il transito di energia elettrica, come pure dall'articolo 11 della legge concernente la garanzia d'allacciamento.

Ai sensi dell'art. 10 capoverso 1 lettera d della legge, spetta ai gestori di rete fissare le retribuzioni per il transito. Tale competenza non è limitata dall'*articolo 9* dell'ordinanza. In base ai principi generali, i gestori delle reti dispongono di ampio margine di manovra ai fini della determinazione ottimale del livello di prezzo e della struttura della retribuzione. In funzione delle esperienze dei primi anni di liberalizzazione del mercato, potranno eventualmente rendersi necessarie direttive del DATEC.

Il compito di ottimizzazione dei gestori di rete consiste, segnatamente, nella determinazione del prezzo disposta al *capoverso 2 lettera a*, come pure in una struttura di retribuzione semplice, basata sul principio di causalità.

Secondo la *lettera b*, ai fini della determinazione della retribuzione per il transito conta il consumo finale ad ogni punto di prelievo. La distanza geografica o il flusso fisico di energia elettrica tra il produttore e i consumatori non rientra invece in linea di conto. Si promuove in tal modo il commercio di energia elettrica e si evita la discriminazione di consumatori o produttori residenti in regioni isolate. I produttori, di massima, non devono alcun pagamento ai gestori delle reti per la distribuzione o il transito dell'energia elettrica da essi fornita. Sono fatti salvi, conformemente al *capoverso 6*, gli accordi in virtù di una convenzione internazionale che prevedono il cofinanziamento dei costi mediante retribuzioni per l'immissione. Secondo un progetto di ordinanza del marzo 2001, la Commissione UE intende introdurre una normativa analoga a uno stadio ulteriore. Dal profilo dei costi, tali retribuzioni d'immissione sono neutre dal profilo dei consumatori finali.

La *lettera c* prevede che ai gruppi di clienti con profili di carico analoghi sia riservato, all'interno di un livello di tensione, lo stesso trattamento. Ne consegue, per la Svizzera, la formazione di quattro categorie di retribuzione per il transito dell'energia elettrica. Da parte dell'UCS sono invece state proposte retribuzioni per ogni singolo livello di rete. Questo modello a 7 livelli è - a dire il vero - più conforme al principio di causalità del modello a 4 livelli qui proposto, ma avrebbe per conseguenza che gli acquirenti di elettricità che si trovano nelle vicinanze di una stazione di trasformazione potrebbero allestire a poco costo una linea diretta, evitando così di contribuire ai costi del livello di tensione (linea elettrica e trasformazione). I gestori di reti che non sono ubicati nelle vicinanze immediate di trasformatori potrebbero dunque subire una pressione sui costi, soprattutto nelle regioni rurali. Non si può tuttavia escludere che, malgrado un sistema più solidale dal profilo della retribuzione per il transito, i grossi clienti non cambino il livello di allacciamento; con la soluzione proposta si rende però meno attraente tale possibilità. Il *capoverso 5* dispone inoltre che le spese, le cessioni di utile, le tasse di concessione e altre contribuzioni prescritte dalle autorità comunali o cantonali devono essere detratte in considerazione del fatto che dai comuni serviti dallo stesso gestore di rete si possono esigere differenti remunerazioni delle prestazioni, il che corrisponderebbe a un sovvenzionamento trasversale da parte dei comuni con prestazioni inferiori a favore di comuni con prestazioni superiori.

Il *capoverso 3 lettera a* si riferisce alla pratica di semplificazione delle strutture della retribuzione già parzialmente in uso oggi. Prezzi differenziati in base alla potenza richiesta (preferibilmente tenendo conto dei carichi individuali di rete), e all'energia consumata, oppure l'applicazione di prezzi per kilowatt-ora variabili nel tempo sono soluzioni semplici e basate sul principio di causalità.

Secondo la *lettera b*, ai consumatori finali presso i quali una misurazione della potenza non è necessaria oppure è economicamente sproporzionata allo stato attuale dalla tecnica si può conteggiare un prezzo di base fondato sulla potenza richiesta (per esempio in base a profili di carico). Questa possibilità sarebbe equa, dal profilo della causalità, anche per gruppi di clienti speciali (per es. seconde case, piccoli consumatori).

Sono escluse alla *lettera c* tasse supplementari per le prestazioni usuali dei gestori di rete, come i rilevamenti periodici e la fatturazione come pure l'equipaggiamento mediante apparecchi di misurazione corrispondenti ai bisogni medi e allo stato della tecnica. Tali prestazioni devono essere incluse nella retribuzione per il transito, nella misura in cui influiscono sui costi dei gestori

delle reti, contrariamente alle tasse d'allacciamento pagate dai clienti, che non possono essere conteggiate una seconda volta.

Art. 10 Comunicazione e pubblicazione della retribuzione per il transito di energia elettrica

Art. 11 Prestazione di servizio del sistema per gli autoproduttori e le reti elettriche ferroviarie

Come illustrato nell'articolo 7, i costi delle reti di livello superiore continuano a essere calcolati in funzione dell'energia elettrica (lordo) e delle prestazioni di servizio (netto). Si tiene così conto dell'immissione ai livelli di tensioni più bassi conformemente all'articolo 6 capoverso 3 della legge. Ai consumatori finali che producono la propria energia si applica una norma analoga: il gestore di rete non può fatturare alcun costo per l'energia elettrica prodotta autonomamente e consumata sul posto. Se invece l'energia elettrica prodotta con impianti propri transita sulla rete per essere consumata da terzi, si applicano le disposizioni dell'articolo 7.

Art. 12 Armonizzazione delle differenze sproporzionate tra le retribuzioni per il transito

Questo articolo stabilisce i criteri e la procedura relativi alle misure volte ad armonizzare le differenze sproporzionate tra le retribuzioni delle reti conformemente all'articolo 6 capoverso 5 della legge. Il rapporto che il Dipartimento deve sottoporre al Consiglio federale deve creare il fondamento per l'eventuale istituzione di società intercantonali di gestori di rete, oppure per l'eventuale elaborazione di un'ordinanza del Consiglio federale concernente la costituzione di un fondo di compensazione. Per la valutazione dei criteri ai sensi del *capoverso 1*, si deve procedere prossimamente al rilevamento di dati affidabili sulle retribuzioni dei gestori delle reti in collaborazione con i Cantoni e ai sensi del *capoverso 2*.

Art. 13 Costi e introiti dello scambio internazionale di energia elettrica

Come menzionato all'articolo 4, a livello europeo la rete svizzera di trasmissione è sollecitata in maniera superiore alla media per la fornitura transfrontaliera di energia elettrica. Per ragioni di trasparenza e in considerazione del principio di causalità, i costi inerenti devono essere indicati e imputati separatamente secondo i principi dell'articolo 6 capoverso 1 della legge. Qualora, nell'ambito dell'apertura completa del mercato interno europeo dell'energia elettrica, dovesse essere emanata un'altra regolamentazione (cfr. anche *art. 9 cpv. 6*) di cui la Svizzera sia parte in virtù di una convenzione internazionale, quest'ultima avrebbe la precedenza.

Oltre alla retribuzione per il transito, in ragione delle limitate capacità di trasmissione internazionali, fino a nuovo ordine si dovrebbe poter contare sugli introiti derivanti da procedure di attribuzione concorrenziali e, segnatamente, sugli introiti di aste pubbliche. In primo luogo questi introiti dovrebbero essere impiegati per la copertura dei costi derivanti dallo scambio internazionale. Figurano fra questi ultimi, secondo il *capoverso 3 lettera a*, i costi supplementari risultanti alla Società svizzera dei gestori di rete in ragione del cambiamento di destinazione ("re-despatching") della produzione di centrali nazionali e, nella misura in cui la rete di trasmissione può essere scaricata grazie all'impiego di centrali elettriche dall'altra parte del punto di sovraccarico, mediante il ricorso a capacità di produzione corrispondenti ("counter-trading"). Altri obiettivi dell'utilizzazione degli introiti delle aste pubbliche, sono, secondo la *lettera b*, gli ammortamenti anticipati della rete di trasmissione e gli investimenti per estenderla - e ciò, non da ultimo, nell'interesse dei consumatori finali indigeni.

Capitolo 3 : Forniture di energia elettrica

Sezione 1: Cambiamento di fornitore, acquisto di energia elettrica senza contratto di fornitura e senza fatturazione.

Conformemente al principio di sussidiarietà, le aziende del settore elettrico elaborano modelli contrattuali, nell'ambito di un comune GridCode. Negli *articoli 14 e 15*, la presente ordinanza si limita a definirne i principi in vista della promozione della concorrenza e della protezione dei consumatori.

Art. 14 Cambiamento di fornitore e acquisto di energia elettrica senza contratto di fornitura

Come dimostrato dalle esperienze condotte all'estero, è importante, ai fini della concorrenza, che ai consumatori finali non siano addebitati costi separati per il cambiamento di fornitore. Se è il fornitore a denunciare il contratto, gli si possono imputare, nell'interesse della protezione dei consumatori, i costi causati dal cambiamento (segnatamente i rilevamenti del contatore) (*cpv. 1*).

Qualora il consumatore finale acquisti energia elettrica senza contratto di fornitura, il gestore di rete non è tenuto a fornirla. Di massima egli ha il diritto di interrompere l'accesso alla rete del consumatore in questione, oppure di fornire l'energia elettrica al posto del fornitore assente, esigendo il prezzo di mercato. Si intende per prezzo di mercato il prezzo dell'energia pagato da clienti con caratteristiche di consumo analoghe nella stessa località. Inoltre il gestore della rete può fatturare anche eventuali costi supplementari occasionati dal cambio di fornitore (costi amministrativi, acquisto a breve termine di quantità di energia più importanti ecc.) (*cpv. 2*).

Art. 15 Fatturazione

La fatturazione al consumatore finale deve essere trasparente e non discriminatoria sia che si tratti di aventi diritto al transito come di clienti vincolati. Devono essere indicati gli importi da pagare per la fornitura di energia elettrica e per l'utenza della rete. La fatturazione separata per tutti i clienti fornisce le informazioni di base per l'armonizzazione della retribuzione del transito prevista all'articolo 6 capoverso 5 LMEE: senza fatturazione separata la concretizzazione di diverse misure quali l'esenzione dalla retribuzione del transito per le energie rinnovabili, la fornitura diretta ai clienti propri come pure la disgiunzione contabile sarebbero considerevolmente ostacolate. Le prestazioni di servizio del sistema (*capoverso 1 lettera b*) sono definite nell'articolo 1. Può essere opportuna una fatturazione separata dell'energia reattiva⁷ per i grandi consumatori e gli autoproduttori. Anche la quota di partecipazione delle tasse in relazione alla gestione della rete (tasse, cessioni di beneficio, tasse di concessione ecc.) deve essere chiaramente indicata nella fattura (*capoverso 1 lettera c*). Infine tutti i consumatori finali devono essere informati, mediante la fattura, anche in merito alla caratterizzazione dell'energia elettrica consumata (*capoverso 2 lettera b*).

Durante il periodo di transizione per i clienti vincolati, come pure in caso di acquisto di energia elettrica da parte aziende di approvvigionamento che operano egualmente a livello di produzione

⁷ Energia elettrica (o prestazione di energia elettrica) necessaria alla costituzione di campi elettrici e magnetici. L'energia reattiva è inclusa nelle prestazioni del sistema; sono fatti salvi contratti derogatori tra produttori di energia elettrica e gestori di rete.

o commercio, viene stabilita una sola fattura, che deve però indicare separatamente le posizioni contabili definite nei *capoversi 1 e 2*.

Sezione 2: Gruppi di bilancio e energia di compensazione

Art. 16 Gruppi di bilancio

La necessità di creazione di gruppi di bilancio insorge dalla separazione della fornitura di energia elettrica dall'esercizio delle reti al fine di assicurare un approvvigionamento affidabile.

L'approvvigionamento funziona in maniera affidabile solo se si immette simultaneamente nella rete una potenza pari a quella prelevata dai consumatori finali. A tal fine, ancora oggi, nelle zone di regolazione di Atel, BKW, CKW, EGL, EOS, EWZ e NOK, il grado di sfruttamento delle centrali o l'acquisto di energia elettrica al di fuori della rete vengono pianificati e effettuati da tali aziende. Con l'apertura del mercato, fornitori e consumatori potranno stipulare contratti di fornitura a loro piacere, per cui i fornitori saranno tenuti ad immettere contemporaneamente quantità di energia elettrica corrispondenti alla potenza fornita ai loro partner contrattuali al fine di mantenere costante la frequenza della rete di 50 Hertz. I consumatori finali, in genere, hanno un determinato profilo (profilo di carico, per es. in kilowatt e secondo il momento della giornata, il giorno della settimana e la stagione). Sommando i profili di carico dei consumatori che hanno concluso un contratto di fornitura con lo stesso fornitore, esso può elaborare un piano di produzione per lo sfruttamento delle centrali. Siffatti piani devono essere stabiliti in anticipo (per es. con 24 ore di anticipo). Naturalmente, tra il piano di produzione del fornitore e il consumo dei suoi clienti, si possono verificare variazioni riconducibili ad alterazioni imprevedibili dei profili di carico (per es. freddo improvviso, interruzione d'esercizio, ecc.). Per il mantenimento costante della potenza della rete, queste possibili variazioni devono essere compensate dal gestore della rete di transito mediante l'impiego di energia di regolamentazione e contabilizzate come energia di compensazione.

Un gruppo di bilancio è composto da tutti i consumatori finali che hanno concluso un contratto di fornitura con un medesimo fornitore - il responsabile del gruppo di bilancio - come pure dalle centrali incaricate dell'immissione e dai fornitori. I gestori di rete, che non producono energia propria o non operano nel commercio di energia elettrica, non possono assumere la funzione di responsabile del gruppo di bilancio (*capoverso 1*). I responsabili dei gruppi di bilancio sono obbligati contrattualmente nei confronti dei clienti propri; in caso di ricorso a energia di compensazione, essi sono inoltre tenuti alla copertura dei costi nei confronti della Società svizzera dei gestori di rete. I responsabili dei gruppi di bilancio devono verificare e garantire non soltanto l'acquisto di energia elettrica per conto degli aventi diritto, ma anche le immissioni corrispondenti. Dal profilo tecnico, la conduzione di un gruppo di bilancio è sottoposta ad esigenze particolari. Il *capoverso 3* descrive gli obblighi contrattuali dei responsabili dei gruppi di bilancio e della Società svizzera dei gestori di rete. L'*articolo 16 capoverso 4* prevede che l'Ufficio federale dell'energia stabilisca le regole tecniche e amministrative in collaborazione con l'industria dell'energia elettrica. Tuttavia, la LMEE non contiene alcuna base giuridica che permetta di delegare competenze legislative a privati, in questo caso alla Società svizzera dei gestori di reti.

Art. 17 Energia di compensazione

La Società svizzera dei gestori di reti fornisce l'energia di compensazione (*cpv. 1*). Qualora i gruppi di bilancio consumino più energia di quella disponibile all'interno del gruppo secondo il piano di produzione, la Società svizzera dei gestori di rete immette energia supplementare nella rete di trasmissione. Se invece i gruppi di bilancio consumano meno energia di quanto previsto nel piano di produzione, la Società riduce l'immissione. Nel *capoverso 2* sono definiti i principi della

retribuzione dell'energia di compensazione. Il prezzo dell'energia di compensazione è fissato su un mercato separato da quello dell'energia di regolazione. Affinché il ricorso a questo tipo di energia rimanga entro certi limiti, il prezzo di mercato viene maggiorato o ribassato. La Società svizzera dei gestori di reti stabilisce i principi della formazione del prezzo. Il Dipartimento approva tali principi di base e se ne serve ai fini della sorveglianza della non discriminazione e della funzionalità del sistema.

Secondo l'*articolo 35*, gli articoli 16 e 17 entrano in vigore dopo la costituzione della Società svizzera dei gestori di reti, oppure, al più tardi, tre anni dopo l'entrata in vigore della legge. Al momento dell'entrata in vigore della legge, i gestori delle reti di trasmissione fissano le norme di transizione per i primi tre anni a decorrere dall'entrata in vigore della legge. Le norme di transizione devono tenere conto, segnatamente, dell'esigenza degli aventi diritto all'accesso alla rete di transito di scegliere liberamente il proprio fornitore, nell'ambito di una determinata zona di regolazione.

Capitolo 4: Contabilità e rendiconto

Art. 18

La disgiunzione contabile prescritta nell'articolo 7 della legge concerne la contabilità finanziaria (gestione contabile) e i conti (ovvero la presentazione dei dati dell'esercizio, del conto annuale e della relativa parte esplicativa). Nella misura in cui si mira alla realizzazione di un risultato di pari valore, è ammessa anche una caratterizzazione tecnica della contabilità, anziché una contabilità separata. È soggetto all'obbligo di pubblicazione solo il conto annuale per la trasmissione (Società svizzera dei gestori di reti) e per la distribuzione. Il conto annuale è retto dalle prescrizioni del Codice delle obbligazioni o dalle disposizioni di diritto pubblico come pure dal diritto fiscale. Gli standard di contabilità internazionali o i principi contabili possono essere applicati solo nella misura in cui corrispondono ai principi giuridici sopra citati. Una direttiva per il settore già disponibile corrisponde ai principi esplicitati nell'articolo 18⁸. Attualmente non appare quindi necessaria un'ulteriore normativa.

Ai fini della determinazione e della valutazione dei costi computabili e della retribuzione per il transito di energia elettrica, valgono esclusivamente gli *articoli 6- 8* dell'ordinanza. Di massima, le spese secondo la contabilità finanziaria sono determinate in base a decisioni di natura giuridica e fiscale delle aziende. I costi e i benefici determinati conformemente all'articolo 6 della legge e agli *articoli 6-8* dell'ordinanza non sono, quindi, comparabili alla contabilità e al conto annuale conformemente all'articolo 7 della legge.

Capitolo 5: Garanzia dell'approvvigionamento di energia elettrica

Sicurezza d'approvvigionamento dal profilo dell'economia pubblica e da quello internazionale

Nel mercato liberalizzato dell'energia elettrica, la sicurezza d'approvvigionamento deve essere considerata in modo nuovo rispetto all'attuale regime di monopolio. Il monopolio favorisce gli investimenti, segnatamente nel settore della produzione, in ragione della possibilità di procedere alla ripercussione dei costi supplementari e dell'esistenza di un mercato all'ingrosso per i valori

⁸ Unione delle centrali elettriche svizzere; Direttiva per l'applicazione della disgiunzione contabile alla contabilità finanziaria secondo l'articolo 7 LMEE, luglio 2001

eccedenti. Questo fenomeno non interessa soltanto la Svizzera. La riserva di prestazioni libere dei Paesi dell'UCTE (tutti i Paesi dell'UE dell'Europa continentale più la Svizzera) dopo deduzione delle riserve necessarie all'esercizio, nel secondo semestre 2000-1 era di circa 39 GW, il che corrisponde alla potenza di circa 40 centrali nucleari delle dimensioni di quella di Gösgen. Tali eccedenti di capacità devono essere eliminati nel corso dei prossimi dieci anni.

Nell'ambito di precedenti decisioni di politica energetica, come per esempio nella prova della necessità della centrale nucleare di Kaiseraugst, si è fissata come obiettivo una garanzia della sicurezza d'approvvigionamento pari al 95 per cento (esportazioni nette in 19 su 20 semestri invernale). Nel suo parere circa le attuali iniziative nucleari (Messaggio del 28.2.01), il Consiglio federale propone ora una garanzia della sicurezza d'approvvigionamento pari al 50 per cento: la domanda interna invernale deve essere coperta dall'offerta media prevista della produzione indigena, compresi i diritti di prelevamento netti dalle centrali nucleari francesi. Questo obiettivo è sostenibile in un mercato liberalizzato dell'energia elettrica.

L'apertura del mercato rafforza la sicurezza d'approvvigionamento a lungo termine mediante lo sviluppo delle attività commerciali internazionali, inducendo, contemporaneamente, un notevole risparmio di costi, dal momento che l'espansione della capacità nazionale ed estera non è più dettata da considerazioni di autoapprovvigionamento. L'Unione europea incoraggia l'interconnessione delle reti anche in funzione della sicurezza d'approvvigionamento. Le facilitazioni del commercio transfrontaliero (ai cui negoziati partecipa anche la Svizzera) come pure il sostegno finanziario di nuovi investimenti a livello di potenza di trasmissione (Trans European Networks TEN) sono al centro delle preoccupazioni. La Carta europea dell'energia è finalizzata a una maggiore collaborazione, alla regolamentazione del commercio e alla sicurezza degli investimenti esteri. Al fine di garantire la sicurezza d'approvvigionamento energetico, l'UE s'impegna anche con i principali Paesi produttori (segnatamente la Russia) al di fuori dell'Unione. Il gas naturale è considerato un'interessante alternativa al carbone per la produzione di una energia primaria meno inquinante dal profilo del clima; inoltre, l'impiego di gas naturale a costi concorrenziali è compatibile con i moderni impianti di produzione. L'UE, al pari della Svizzera, ravvisa ulteriori elementi di garanzia della sicurezza d'approvvigionamento nella promozione delle energie rinnovabili e nel miglioramento dell'efficienza energetica.

Tendenzialmente, l'apertura del mercato rende economicamente più interessanti gli impianti elettrici decentralizzati, che richiedono un capitale inferiore, e possono essere ampliati relativamente in fretta (nel giro di circa uno o due anni). Qualora la tendenza indichi una possibile scarsità, l'offerta può così essere adeguata in tempi relativamente brevi. Le aziende che necessitano un grado elevato di sicurezza dell'approvvigionamento (informatica, industria dei semi-conduttori, industria chimica, ospedali ecc.) costituiranno in sempre più gran numero riserve di capacità autonome o ne disporranno mediante contracting. Ai fini della sicurezza d'approvvigionamento, una diversificazione dell'offerta di energia elettrica che tenga conto di questi bisogni sarà globalmente più vantaggiosa dal profilo dei costi.

Regolamentazione della sicurezza d'approvvigionamento:

Con la separazione di produzione, commercio e gestione dalle attività di trasmissione e distribuzione, le rete energetiche s'incamminano lungo nuove strade.

Nel settore delle reti, ai fini della garanzia della sicurezza dell'approvvigionamento è previsto quanto segue:

- i gestori delle reti sono esplicitamente tenuti ad un esercizio sicuro - e ove necessario anche all'ampliamento - della propria rete. Ad essi incombe di tenere a disposizione le necessarie riserve di energia e le capacità della linea di riserva (art. 10 LMEE). I relativi costi possono essere ripercossi sulla retribuzione per il transito (art. 6 LMEE).
- le aziende d'approvvigionamento di energia elettrica sono tenute, ai fini del servizio pubblico, ad allacciare alla rete tutti gli impianti di produzione di energia elettrica come pure tutti i consumatori; la ripartizione regionale delle rete è compito dei Cantoni (art. 11 LMEE).
- in caso di capacità insufficienti delle reti, il Dipartimento (rete di trasmissione) e i Cantoni (reti di distribuzione) possono obbligare i gestori delle reti a potenziare i propri impianti, non da ultimo nell'interesse della sicurezza d'approvvigionamento (art. 23 cpv. 4 dell'ordinanza).

I settori esposti alla concorrenza, ovvero produzione, commercio e sfruttamento, sono, in definitiva, nelle mani di operatori privati. Tuttavia, negli *articoli 19 e 20* la LMEE contiene disposizioni volte ad assicurare l'offerta di energia elettrica. La sicurezza d'approvvigionamento in materia di offerta energetica poggia sulla disponibilità di capacità produttive sufficienti, sia grazie alle centrali indigene, sia mediante diritti di prelevamento da impianti esteri.

Art. 19 Limitazioni illecite della concorrenza

Si possono immaginare periodi di difficoltà a breve termine, durante i quali l'offerta sia illegalmente limitata da aziende che dominano il mercato o mediante accordi. Tali comportamenti possono essere vietati dalla Commissione della concorrenza, in virtù della legge sui cartelli. L'*articolo 18* incarica l'Ufficio federale di osservare l'evoluzione del mercato dell'energia elettrica, segnatamente per quanto riguarda le pratiche delle aziende che dominano il mercato dell'energia elettrica. In presenza di presupposti che lascino supporre comportamenti illeciti, volti a limitare l'offerta, l'Ufficio federale ne informerà la segreteria della Commissione della concorrenza.

Ai sensi dell'articolo 45 della legge sui cartelli, la segreteria e la Commissione della concorrenza rimangono tuttavia libere di osservare le condizioni di concorrenza. In virtù di questa legge, è inoltre loro esclusiva competenza decidere in merito all'apertura di un'inchiesta preliminare.

Art. 20 Minaccia o perturbamento della sicurezza d'approvvigionamento

L'*articolo 20* prevede che, in caso di minaccia o perturbamento dell'approvvigionamento, il Dipartimento, d'intesa con il Dipartimento federale dell'economia, proponga al Consiglio federale provvedimenti volti a garantire l'approvvigionamento del Paese. Un possibile provvedimento consiste nell'obbligare i responsabili dei gruppi di bilancio a concludere contratti di fornitura a lungo termine. Inoltre, in caso di necessità, i responsabili dei gruppi di bilancio potrebbero anche essere obbligati ad estendere la propria offerta, segnatamente nel settore del carico di base.

Qualora si profilasse una crisi dell'approvvigionamento a cui l'economia non possa far fronte, in virtù della legge sull'approvvigionamento economico del Paese si potrebbero prendere provvedimenti supplementari, quali restrizioni del consumo, distacco dalla rete, contingentamento o restrizioni delle esportazioni di energia elettrica.

Capitolo 6: Gestione della rete e misurazioni

Art. 21 Società svizzera dei gestori di rete

Conformemente agli articoli 8 e 30 della legge, la Società svizzera dei gestori di reti è una società di gestione della rete di trasmissione, i cui proprietari, durante la prima fase dopo la sua fondazione saranno gli stessi proprietari della rete attuale. La legge non contiene alcuna disposizione circa la dotazione della Società svizzera dei gestori di rete con le quote del capitale investito spettanti alla rete di trasmissione. La costituenda società per azioni potrebbe quindi essere dotata del capitale azionario minimo necessario all'adempimento del proprio compito. Non si deve per altro escludere che aliquote della rete di trasmissione siano assorbite nel capitale investito della Società dei gestori di rete. Simili questioni strategiche concernenti lo sviluppo della Società devono essere decise dopo la fondazione della medesima. Inoltre, ai sensi dell'articolo 9 capoverso 5 della legge, gli statuti necessitano l'approvazione del Consiglio federale. Di conseguenza, l'ordinanza si limita a stabilire i criteri di base circa la portata degli impianti facenti parte della rete di trasmissione (*cpv. 1*) e i diritti di disposizione della Società dei gestori di rete (*cpv. 2*).

La Società dei gestori di rete è tenuta a riprendere i compiti di gestione che rivestono un'importanza fondamentale ai fini della garanzia della sicurezza d'approvvigionamento e della gestione della rete a tutti i livelli di tensione inferiori. Godendo di una visione d'insieme sulle condizioni d'esercizio della rete di trasmissione, e quindi anche sui punti deboli delle reti e della produzione, essa è la meglio qualificata per valutare la situazione dell'approvvigionamento a lungo termine e ad informarne le autorità competenti (segnatamente anche l'Ufficio federale dell'approvvigionamento economico del Paese) (*cpv. 5*). In vista di consentire una conduzione uniforme a livello nazionale dei gruppi di bilancio (cfr. art. 16), e quindi di consentire considerevoli risparmi di costi, le attuali sette zone di regolazione devono essere fuse in una sola (*cpv. 3*). In virtù dell'articolo 8 capoverso 4 della legge, la Società dei gestori di rete deve anche operare in vista dell'impiego di energia elettrica prodotta esclusivamente da energie primarie rinnovabili (energia idroelettrica) quale energia di regolazione.

Art. 22 Rappresentanza della Confederazione e dei Cantoni nel consiglio d'amministrazione della Società svizzera dei gestori di rete

Art. 23 Compiti dei gestori di reti

Il *capoverso 1* rimanda ai lavori preliminari già esistenti dell'industria dell'energia elettrica nel settore dei requisiti tecnici e amministrativi posti ai gestori di rete (GridCode). Nell'ambito dell'ordinanza si rinuncia a concretizzare più specificatamente tali esigenze. In considerazione del principio della sussidiarietà ai sensi dell'articolo 3 capoverso 2 della legge, i suddetti requisiti devono essere adempiuti principalmente mediante provvedimenti volontari. Qualora si dovesse invece constatare che i gestori delle reti non riescono a trovare un accordo in merito al GridCode, che le disposizioni della LMEE, segnatamente in materia di promozione della concorrenza e di protezione dei consumatori, non sono attuate o che, in maniera generale, le norme dell'Unione non possono essere applicate, il Dipartimento può emanare i principi pertinenti con effetto vincolante.

Il *capoverso 2* dispone da parte dei gestori di rete l'allestimento di piani pluriennali di ampliamento delle reti. Nel settore delle reti di trasmissione, il Consiglio federale, fondandosi sull'articolo 13 della legge sulla pianificazione del territorio, ha approvato nel giugno 2001 il piano settoriale elettrodotti (PSE). Tale piano offre una prospettiva d'insieme della rete di trasmissione esistente come pure delle linee ad alta tensione pianificate. Allo stato attuale, il piano settoriale include gli ampliamenti pianificati dai gestori della rete di trasmissione e dalle FFS per i prossimi due decenni e corrisponde quindi, dal profilo attuale, ai piani pluriennali previsti. Adeguamenti futuri dei piani devono servire da base per la revisione del PSE. La pianificazione nel settore delle reti di

distribuzione deve essere coordinata con le autorità cantonali competenti, in relazione con i compiti dei Cantoni e ai sensi dell'articolo 11 della legge (cpv. 2). In base ai piani pluriennali non c'è ancora alcuna esigenza di legge concernente la costruzione delle linee e degli impianti in questione. La legge sugli impianti elettrici rimane salva per le procedure d'autorizzazione degli impianti elettrici.

Lo strumento dei piani pluriennali deve anche servire ad individuare eventuali lacune delle reti. Nell'ambito del PSE, si esamina il bisogno di investimenti d'ampliamento in base alle analisi dei flussi di carico, in vista di valutare le capacità degli impianti delle reti esistenti. Qualora, ciò nonostante, si manifestassero capacità insufficienti, i Cantoni, ai sensi del *capoverso 4*, hanno la possibilità di obbligare i gestori al potenziamento delle proprie reti. Per quanto concerne le reti di distribuzione sovracantonali e la rete di trasmissione, il Dipartimento può imporre il potenziamento dei corrispondenti impianti. Con queste misure, che si basano sull'articolo 10 capoverso 1 lettera a della legge, si intende evitare che le reti siano trascurate per ragioni di economia aziendale, mettendo così in pericolo la sicurezza dell'approvvigionamento.

Art. 24 Misurazioni e statistiche

Conformemente al *capoverso 1*, i gestori di reti provvedono ad un rilevamento efficiente e all'elaborazione dei dati di misurazione presso i fornitori e i consumatori finali. Non si stabilisce così un monopolio della misurazione delle immissioni e dei prelevamenti presso i produttori e i consumatori finali. Tale compito può essere affidato anche a terzi specializzati.

Capitolo 7: Dati relativi al modo di produzione e all'origine dell'energia elettrica

Art. 25

La caratterizzazione deve informare in maniera completa circa la struttura di acquisto di energia elettrica del distributore. Si devono indicare le parti percentuali delle energie primarie utilizzate, come pure il Paese d'origine dell'energia elettrica offerta. Si tratta di un bisogno d'informazione segnalato dalle organizzazioni dei consumatori nonché risultante da un sondaggio dei consumatori, effettuato su incarico dell'UFE⁹. La possibilità di scegliere il proprio fornitore genera presso il consumatore finale un nuovo interesse per la dichiarazione della merce. Inoltre la caratterizzazione ha funzione di protezione, nella misura in cui la pubblicità rivolta alla clientela poggia su basi comparative. Secondo l'*articolo 25*, la caratterizzazione è neutra dal profilo del valore e quindi non è concorrenziale rispetto a misure di marketing complementari, come gli ecolabel o le borse di corrente solare.

Secondo le indicazioni in essa contenute, la caratterizzazione può causare un considerevole impegno dal profilo dell'attuazione¹⁰. L'*articolo 25* consente una soluzione pragmatica e sostenibile. Le esigenze sono adempiute se la caratterizzazione viene effettuata dal fornitore, in base ai dati in suo possesso circa la produzione dei propri impianti e le acquisizioni dell'anno d'esercizio precedente. L'informazione può limitarsi a valori lordi (senza tener conto del saldo relativo ad esportazioni o forniture ad altri fornitori). Allorché la caratterizzazione non è possibile, per esempio in caso di acquisti via borsa, è prevista la menzione "sconosciuto".

⁹ Markard J., EAWAG: Fokusgruppen-Erhebung zur Kennzeichnung von Elektrizität, Berna, aprile 2001

¹⁰ In Dettli R., ecoconcept, und Markard J., EAWAG: Kennzeichnung von Elektrizität, Berna, gennaio 2001, sono discusse due possibilità fondamentali del flusso dell'informazione (informazione inclusa nei contratti di fornitura o certificato di produzione dell'energia elettrica e delle importazioni).

L'esecuzione spetta alle aziende dell'industria dell'energia elettrica. L'Ufficio federale dell'energia elabora le regole tecniche e amministrative in collaborazione con l'industria dell'energia elettrica e le organizzazioni dei consumatori. L'emanazione di queste regole da parte dell'Ufficio federale è necessaria per garantire l'obbligatorietà generale. La caratterizzazione deve essere introdotta al momento dell'apertura del mercato.

Capitolo 8: Competenze e collaborazione delle autorità

Art. 26 Compiti della Commissione d'arbitrato

Il diritto all'accesso non discriminatorio alla rete di transito dovrebbe essere attuato semplicemente e rapidamente. A tal scopo è stata istituita, da un lato, la Commissione d'arbitrato, nel cui campo di competenza esclusiva rientrano le controversie relative all'accesso alla rete, le retribuzioni per il transito come pure le condizioni tecniche e amministrative del medesimo.

Oltre a remunerazioni eccessive, nei contratti di transito potrebbero essere fissate altre condizioni contrattuali aventi gli stessi effetti discriminatori. Basti pensare a durate contrattuali sproporzionatamente lunghe, transazioni abbinate o pagamenti anticipati esagerati. In caso di capacità insufficiente, il transito nella rete di distribuzione deve essere attribuito in base all'ordine cronologico delle richieste (*art. 3 cpv. 3*). La Commissione deve verificare, in caso di rifiuto di transito, che questa disposizione sia stata adempiuta, e, segnatamente, che nell'attribuzione non si sia privilegiata qualche società legata al gestore di rete. I gestori di rete devono fissare norme tecniche e amministrative di accesso alla rete (vedere anche *art. 23 cpv.1*). In singole fattispecie, la Commissione d'arbitrato dovrà anche verificare che tali norme siano appropriate e che con esse non si neghi illegalmente il transito, ponendo esigenze sproporzionate. Ai fini di tali decisioni, sono fissati gli elementi del contratto di transito, in base al quale il medesimo può essere direttamente adempiuto (*cpv. 1*).

Conformemente all'articolo 18 capoverso 4 della legge sul mercato dell'energia elettrica, le controversie relative ai contratti di transito sono giudicate dai tribunali civili. Figurano fra queste ultime le spiegazioni di eventuali punti secondari del contratto di transito come pure i litigi relativi all'adempimento del medesimo, come, per esempio, il mancato pagamento della retribuzione convenuta¹¹.

L'attività della Commissione d'arbitrato, tuttavia, non si limita alla semplice trattazione dei ricorsi. In virtù dell'articolo 16 capoverso 1 della LMEE, essa è abilitata anche a procedere spontaneamente all'esame delle retribuzioni per il transito e se constata un abuso può vietare un aumento o decidere una riduzione del prezzo (*cpv. 2*).

Si può immaginare che nell'arco di un periodo di tempo piuttosto lungo, i gestori di reti ricavano guadagni illeciti dall'aumento delle retribuzioni per il transito. In tale fattispecie, la Commissione d'arbitrato può decidere che siffatti guadagni siano compensati agli utenti della rete (clienti vincolati e aventi diritto al transito) mediante riduzione dei prezzi (*cpv. 3*).

L'ordinanza concernente il mercato dell'energia elettrica non si esprime circa la composizione della Commissione d'arbitrato. La nomina dei membri rientra nel settore di competenza del Consiglio federale. I membri della Commissione devono essere periti indipendenti (*art. 25 cpv. 1 LMEE*). Ai

¹¹ A proposito della ripartizione di competenze tra la Commissione d'arbitrato e i tribunali civili, cfr. Stefan Rechsteiner: *Rechtsfragen des liberalisierten Strommarktes in der Schweiz*, Winterthur 2001

termini del messaggio concernente la legge sul mercato dell'energia elettrica, il Consiglio federale deve vegliare a una composizione paritaria. Non devono partecipare soltanto periti dotati di esperienza nei settori della produzione, della trasmissione o della distribuzione, ma anche periti provenienti dalle cerchie dei consumatori.

Art. 27 Compiti della Sorveglianza dei prezzi

Conformemente all'articolo 16 capoverso 1 della legge sul mercato dell'energia elettrica, la Commissione d'arbitrato è competente in materia di sorveglianza dei prezzi. Nella misura in cui devono essere valutate questioni relative a prezzi illeciti, prima di prendere una decisione la Commissione d'arbitrato deve consultare la Sorveglianza dei prezzi (art. 16 cpv. 3 seconda frase LMEE), che esamina la fattispecie in questione in base alle disposizioni della legge sulla sorveglianza dei prezzi all'intenzione della Commissione d'arbitrato. L'articolo 13 della suddetta legge contiene gli elementi di valutazione volti a verificare l'esistenza di abusi in materia di prezzi (cpv.1).

La Sorveglianza dei prezzi sorveglia i prezzi dei prodotti elettrici (prezzi dell'energia). Ai sensi dell'articolo 17 LMEE, fondandosi sulla legge sulla sorveglianza dei prezzi, essa può vietare aumenti abusivi o decidere riduzioni anche nel caso di prezzi dell'energia disposti o autorizzati dall'autorità (cpv. 2).

La legge sul mercato dell'energia elettrica non disciplina la competenza in materia di sorveglianza dei prezzi dell'energia elettrica integrativi (fornitura e transito di energia elettrica) per i clienti vincolati durante il periodo transitorio di sei anni fino alla completa apertura del mercato manca, a priori, di chiarezza. Nella misura in cui i clienti vincolati non figurano tra gli aventi diritto al transito, i relativi contratti d'approvvigionamento non sono necessariamente ripartiti in contratto di fornitura di energia e contratto di utenza. Ci si limita a un contratto integrativo. Tuttavia, ai sensi dell'articolo 14 dell'ordinanza sul mercato dell'energia elettrica, la fatturazione deve avvenire in maniera separata secondo la rete e l'energia. L'ordinanza stabilisce a chi spetta la competenza in materia di valutazione dei prezzi dell'energia elettrica (fornitura e transito) per i clienti vincolati. Appare appropriato e di facile applicazione che la Sorveglianza dei prezzi debba verificare, durante la fase transitoria, i prezzi integrativi dell'energia elettrica per i clienti vincolati (cfr. in proposito art. 36 cpv. 3 OMEE).

Capitolo 9: Formazione professionale e misure di riconversione

Art. 28 Formazione

In virtù dell'articolo 7 capoverso 3 LMEE, le aziende operanti nel settore dell'energia elettrica sono tenute a misure di formazione o di perfezionamento professionale ai fini della garanzia di qualità, come pure, segnatamente, a quelli della sicurezza d'approvvigionamento. L'apertura del mercato esige un numero sufficiente di nuovi posti di tirocinio e di formazione professionale specifici dell'azienda. Si devono prendere in considerazione aliquote minime di posti di tirocinio (in rapporto al numero globale dei posti) del 5 per cento per i produttori di energia elettrica, del 10 per cento per i gestori di rete e dell'8 per cento per le aziende miste. I posti di tirocinio non devono essere specificamente orientati ad un'attività professionale, per es. nel settore del commercio di energia elettrica; basta che l'azienda offra, per es. posti di tirocinio d'impiegato di commercio. La collaborazione tra i partner sociali può contribuire all'adeguamento delle misure aziendali alle circostanze reali. Alle aziende di piccola taglia si raccomanda l'adesione a gruppi di aziende per organizzare la formazione.

Art. 29 Riconversione

In ragione dei miglioramenti strutturali nel settore dell'industria dell'energia elettrica potrebbe insorgere la necessità di eventuali misure di riconversione per il collocamento professionale. Tali misure, nell'ambito di ristrutturazioni di vasta portata, possono far parte di un piano sociale

comprendente anche ulteriori misure di tutela del personale. Per la definizione di “ristrutturazioni di vasta portata” ci si può riferire al diritto delle obbligazioni (art. 335 d CO), In tali casi, si deve sollecitare la collaborazione degli Uffici cantonali dell'impiego. A livello federale, in virtù della legge sull'assicurazione contro la disoccupazione (LADI) spetta in primo luogo al Segretariato di Stato dell'economia (Seco) occuparsi delle misure di riconversione per il collocamento professionale. Il Seco può ricorrere all'Ufficio federale della formazione professionale e della tecnologia quando sia necessario un coordinamento delle misure di formazione ai sensi della legge sulla formazione professionale e della LADI .

Capitolo 10: Disposizioni finali

Sezione 1: Esecuzione e Commissione consultiva

Art. 30 Esecuzione

L'Ufficio federale svolge compiti importanti nell'ambito delle condizioni quadro del mercato dell'energia elettrica come pure per quanto concerne le misure nel settore delle energie rinnovabili. In virtù dell'articolo 22 della legge, si devono riscuotere tasse a copertura dei costi di sorveglianza, di controllo e delle prestazioni speciali della Confederazione. Il Consiglio federale disporrà con un'ordinanza separata sulle tasse per quali funzioni di mercato e in quale misura tali contribuzioni debbano essere riscosse.

Art. 31 Commissione consultiva

L'industria dell'energia elettrica e le autorità devono, soprattutto nei primi anni di liberalizzazione, adeguare se necessario i propri provvedimenti all'evoluzione del mercato. A tal fine è necessaria una stretta collaborazione con le cerchie del settore energetico direttamente toccate dall'apertura del mercato, con i consumatori finali come pure con i Cantoni. Tale collaborazione, segnatamente dal profilo dell'osservazione dell'evoluzione del mercato e della valutazione delle ripercussioni dell'obbligo di transito di energia elettrica e delle remunerazioni del transito, può avvenire nell'ambito della Commissione consultiva dell'Ufficio federale.

Sezione 2: Abrogazione e modifica del diritto vigente

Art. 32

Articolo 32 numero 2: Modifica dell'ordinanza sull'energia

La legge sull'energia del 26 giugno 1998 contiene, all'articolo 7, disposizioni circa l'obbligo di prelevamento e di retribuzione dei produttori indipendenti. Tali disposizioni sono finalizzate alla promozione dei prelevamenti decentrati da piccole centrali, in quanto le aziende d'approvvigionamento (gestori di rete con esercizio di energia elettrica) sono tenute a tale prelevamento e la retribuzione dell'energia elettrica prelevata è regolamentata. Per l'energia elettrica prodotta da energie primarie rinnovabili e piccole centrali idroelettriche con prestazioni fino a 1 MW si deve pagare una retribuzione basata sui costi d'acquisto di energia analoga dai nuovi impianti di produzione nazionali. Conformemente alle raccomandazioni dell'Ufficio federale dell'energia, questa retribuzione attualmente è di 15 cts/kWh. Per l'energia elettrica prodotta da energie primarie non rinnovabili e da centrali idroelettriche con prestazioni superiori a MW, la retribuzione si basa sui prezzi d'acquisto orientati al mercato di energie analoghe. Con questo principio il legislatore ha voluto anticipare la prossima apertura del mercato. Tuttavia a quell'epoca non c'erano né la LMEE né la presente ordinanza. Nell'ordinanza del 7 dicembre 1998 sull'energia

(OEn), il Consiglio federale, in vista dell'applicazione di prezzi orientati al mercato, ha disposto nell'articolo 4 una normativa basata sul monopolio d'approvvigionamento tuttora esistente. Una revisione di tale normativa dovrà quindi tener conto della nuova legislazione in materia. La retribuzione del prelevamento deve corrispondere ai costi che in una tale azienda insorgerebbero per l'acquisto dai propri fornitori, di regola al livello di tensione immediatamente superiore. Ora però, in ragione della ripartizione dei costi tra i livelli di tensione, ai sensi dell'*articolo 4 capoverso 1* OEn si deve tenere conto anche della possibilità di ridurre il prelevamento di potenza dalla rete ricorrendo al prelevamento presso produttori indipendenti. Nella misura in cui i produttori indipendenti possono contribuire alla riduzione del prelevamento di potenza dalla rete esistente e quindi a una diminuzione dei costi di rete (per es. mediante prestazioni su domanda nei momenti di carico massimo della rete corrispondente), essi devono ricevere una retribuzione supplementare. Una Commissione istituita dall'Ufficio federale dell'energia¹² ha già elaborato le prime proposte di regolamentazione di questa retribuzione. Dopo l'adozione della LMEE, tali proposte saranno riformulate dettagliatamente a titolo di raccomandazioni del Consiglio federale. Le modifiche dell'articolo 4 capoverso 2 OEn si riferiscono al nuovo principio, stabilito in vista dell'apertura del mercato, che la retribuzione per il transito di energia elettrica deve essere pagata dai consumatori finali al punto di prelevamento e che in essa sono incluse le prestazioni di servizio del sistema. I produttori indipendenti devono dunque retribuire solo le prestazioni di sistema utilizzate, segnatamente, per la compensazione dell'energia reattiva. Nei casi di controversia la decisione spetta, come in precedenza (ai sensi dell'art. 7 cpv. 6 LEn), all'autorità cantonale competente.

L'articolo 5^{bis} (nuovo) OEn concretizza la modifica dell'articolo 7 capoverso 7 della legge sull'energia nell'ambito dell'articolo 26 lettera 4 LMEE, secondo il quale i costi supplementari delle aziende relativi al prelevamento di energia elettrica da produttori indipendenti devono essere finanziati dalla Società svizzera dei gestori di reti mediante maggiorazione dei costi della rete di trasmissione. Rispetto al regolamento vigente, il nuovo regolamento è neutro dal profilo dei costi per i gestori di rete obbligati al prelevamento, e quindi li priva di motivazione a verificare la retribuzione richiesta. Secondo il capoverso 1, sarà quindi la Società svizzera dei gestori di rete ad esaminare la legittimità dei costi supplementari. Il capoverso 2 stabilisce che per la determinazione dei costi supplementari si devono applicare solo i tassi di retribuzione raccomandati dall'Ufficio federale (per es. per l'energia elettrica prodotta da energie rinnovabili 15 cts./kWh) e non retribuzioni più elevate, basate sul diritto cantonale o convenute in contratti di diritto privato tra gestori di rete e produttori indipendenti. Il capoverso 3 disciplina la conformità delle condizioni di prelevamento decise con valore esecutivo e l'obbligo di assunzione dei costi da parte della Società svizzera dei gestori di rete. Ai sensi dell'articolo 7 capoverso 6 della legge sull'energia, i Cantoni designano l'autorità incaricata di stabilire le condizioni di prelevamento in caso di contestazione. Le decisioni esecutive di tali autorità o di istanze giudiziarie superiori sono vincolanti per la Società svizzera dei gestori di rete, fatte salve le retribuzioni per l'immissione al livello superiore conformemente al capoverso 2. Il capoverso 4 conferisce anche alla Società svizzera dei gestori di reti il diritto di ricorso contro le decisioni dell'autorità cantonali. Attualmente, solo il gestore di rete interessato è legittimato a impugnare tali decisioni. L'articolo 29 capoverso 3 (nuovo) OEn stabilisce l'applicazione, a titolo di disposizione transitoria, dell'articolo 5bis (nuovo) per il periodo intercorrente prima della costituzione della Società svizzera dei gestori di reti.

Sezione 3: Disposizioni transitorie

Art. 33 Transito in caso di capacità insufficiente nella rete di trasmissione

¹² Commissione per le condizioni di allacciamento dei produttori indipendenti (CAP)

Cfr. spiegazioni ad *art. 4*

Art. 34 Retribuzione per il transito di energia elettrica e pubblicazione

Cfr. spiegazioni ad *art. 6 e 8*

Art. 35 Gruppi di bilancio ed energia di compensazione

Cfr. spiegazioni ad *art. 16 e 17*

Art. 36 Prezzi per clienti vincolati

I clienti vincolati sono consumatori finali che fino al momento della completa apertura del mercato non hanno diritto al transito di energia elettrica. Essi abbisognano quindi di particolare protezione giuridica. In merito all'ammontare della retribuzione per il transito, il *capoverso 1* stabilisce che ai clienti vincolati non devono essere applicate condizioni diverse da quelle riservate ai consumatori finali.

Il *capoverso 2* concretizza il principio della solidarietà in materia di prezzi disposto nell'articolo 32 capoverso 2 lettera b. All'interno dello stesso gruppo di clienti e della medesima zona di regolazione, i clienti vincolati hanno diritto agli stessi prezzi (fornitura e transito di energia elettrica). Si intende per gruppo di clienti una categoria composta da consumatori che presentano caratteristiche di consumo analoghe (per es. nuclei familiari, artigianato, industria).

Per le spiegazioni ad *capoverso 3* si rinvia a quelle ad *articolo 26* (Compiti della Sorveglianza dei prezzi).

Art. 37 Transito di energia elettrica per i consumatori finali

La parte di biogeni energetici trasformata negli impianti di incenerimento dei rifiuti, pari a circa il 50 per cento, non rientra, secondo l'articolo 4 lettera j della legge e l'articolo 1 lettera f dell'ordinanza sull'energia elettrica, nella categoria delle energie rinnovabili. Condizioni preferenziali (disciplinamento della retribuzione per immissioni conformemente alla LEn o esenzione dalla retribuzione per il transito conformemente alla LMEE) porrebbero a carico del consumo di energia elettrica una parte dei costi di produzione, contrariamente al principio di causalità e all'obiettivo della legge sul mercato dell'energia elettrica. Inoltre la promozione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili si limita – ai sensi delle leggi sull'energia e sul mercato dell'energia elettrica (a eccezione dei mutui per le centrali idroelettriche) – ai piccoli impianti. D'altra parte, l'utilizzazione dell'energia prodotta dall'incenerimento dei rifiuti è ecologica e ragionevole dal profilo della politica energetica. Per questa ragione il *capoverso 4* prevede che il 50 per cento dell'eccedente di energia elettrica proveniente dagli impianti di incenerimento dei rifiuti possa essere fornito già dall'entrata in vigore della legge ai clienti propri. In tal modo si assicura ai gestori dei suddetti impianti una migliore posizione di partenza al momento dell'apertura del mercato, senza aggravio dei costi del consumo.

Art. 38 Transito per le aziende di approvvigionamento di energia elettrica**Art. 39 Esenzione dalla retribuzione per il transito di energia elettrica prodotta a partire da energie rinnovabili**

Il *capoverso 1* poggia sulle disposizioni dell'articolo 29 della legge concernente l'esenzione dalle retribuzioni per il transito di energia elettrica nel caso di forniture provenienti da impianti di produzione con potenza fino a 1 MW che impiegano energie primarie rinnovabili come pure di

forniture da piccole centrali idroelettriche con potenza massima lorda di 500 kW. Un'ulteriore limitazione all'esenzione dalla retribuzione per il transito consiste, ai sensi dell'articolo 29 della legge, nel fatto che gli impianti in questione non possono essere gestiti a scopi lucrativi. Trattandosi, secondo il tipo di produzione e la grandezza degli impianti, di piccole centrali decentrate che, nel caso di produttori indipendenti ai sensi dell'articolo 7 capoverso 3 della legge sull'energia, hanno diritto a una retribuzione conforme alle raccomandazioni dell'Ufficio federale (attualmente 15 cts./kWh), questi impianti non possono essere considerati redditizi, se i loro costi di produzione sono superiori alla suddetta retribuzione. Per il calcolo dei costi di produzione delle piccole centrali idroelettriche, l'Ufficio federale ha già elaborato basi di calcolo che possono essere adattate.

Il *capoverso 2* esplicita che i consumatori finali hanno diritto al rimborso della retribuzione per il transito di energia elettrica allorché il loro fornitore può produrre un certificato di produzione conformemente al *capoverso 5* nonché la prova dell'ammontare minimo dei costi di produzione. Il rimborso è a carico dei gestori di reti i quali possono anche, per esempio, prevedere l'emissione di certificati in vista di semplificare l'applicazione mediante gestione centralizzata. Sono rimborsabili solo i costi direttamente legati alla retribuzione per il transito. Ciò significa che si possono fatturare le prestazioni di servizio ai consumatori finali in questione.

I gestori di reti possono addossare i costi supplementari generati dall'esenzione dalla retribuzione per il transito alla Società svizzera dei gestori di reti (*cpv. 3*), che ha la facoltà di verificarli. Gli eventuali costi supplementari della Società svizzera dei gestori di rete possono essere imputati alla rete di trasmissione. Per i proprietari delle reti di trasmissione tale norma si applica già prima della costituzione della Società svizzera dei gestori di rete (cfr. art. 43).

In ragione di accordi con l'OMC e il GATT, l'esenzione dalla retribuzione per il transito all'interno del Paese si applica anche alle importazioni di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, nella misura in cui sono adempiute le condizioni dell'articolo 29 della legge (impianti con potenza fino a 0,5, e 1,0 MW, che non possono essere sfruttati a fini economici).

Art. 40 Certificato di produzione

In virtù dell'articolo 27 capoverso 1 lettera c della legge, i produttori e i fornitori di energia elettrica, al momento dell'entrata in vigore della legge, hanno diritto al transito di energia elettrica prodotta a partire da energie rinnovabili, a eccezione dell'energia prodotta da centrali idroelettriche con potenza lorda superiore a 1 MW, per la fornitura ai clienti propri. Nella fattispecie, il criterio del diritto al transito non è quindi il consumo minimo annuo del consumatore finale come prescritto alla lettera a del suddetto articolo, bensì il tipo di produzione e, in caso di centrali idroelettriche, la potenza lorda.

Il *capoverso 1* dell'ordinanza esige un certificato di produzione, che, secondo il *capoverso 2*, deve fornire indicazioni circa l'energia primaria utilizzata, la potenza degli impianti e la quantità media di energia elettrica prodotta e immessa nella rete. Quest'ultimo dato serve in primo luogo alla verifica e all'ammissibilità delle quantità immesse, in vista di prevenire eventuali abusi (per esempio la vendita ripetuta della stessa energia).

Art. 41 Condizioni e documenti riguardanti la richiesta di mutui alle centrali idroelettriche

I mutui nell'ambito degli investimenti non ammortizzabili (INA) e del rinnovamento di centrali idroelettriche possono essere consentiti solo in casi eccezionali. L'*articolo 41* definisce i principali criteri di riconoscimento di tali casi.

Si è in presenza di un caso INA, allorché il valore contabile di una centrale idroelettrica è superiore al valore di mercato. È determinante il valore contabile dopo i costi di acquisto o di produzione meno le deduzioni lineari della parte degli impianti e delle macchine in base alla durata di utilizzazione. Il valore di mercato si calcola in base alla somma degli utili futuri dopo deduzione degli interessi. I dettagli del calcolo come pure un modello del foglio-dati sono definiti nelle direttive del Dipartimento.

Un importante criterio per accordare un mutuo INA è la situazione economica *momentaneamente* difficile di una centrale o del suo proprietario. In altri termini, ciò significa che la centrale stessa o il proprietario non sono provvisoriamente in grado di effettuare gli ammortamenti necessari per l'esercizio. Anche i problemi di liquidità devono essere di natura provvisoria. Il richiedente dovrà quindi illustrare la situazione economica attuale dell'azienda come pure un piano d'esercizio a lungo termine volto al superamento delle difficoltà momentanee. Si devono inoltre illustrare le prospettive economiche a lungo termine dell'azienda, che deve essere in grado di rimborsare il mutuo con i relativi interessi. Agli atti si deve quindi allegare un piano di rimborso del mutuo. Sono presi in considerazione solo INA conclusi prima del 31 dicembre 1996 (decisione del Consiglio d'amministrazione, rispettivamente del proprietario della centrale idroelettrica). S'intende cioè che dopo tale data la liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica era già prevedibile. Agli inizi del 1997 è entrata in vigore nell'UE la "Direttiva concernente prescrizioni comuni per il mercato interno dell'energia elettrica" (Direttiva 96/92/CE, n°. L 27/20, Bruxelles 30.1.1997) (cpv. 1 e 3).

L'ammontare dei mutui per il rinnovamento di centrali idroelettriche esistenti si misura in base al costo degli investimenti da effettuare e che non sono ammortizzabili. I dettagli del calcolo come pure un modello del foglio-dati sono definiti in una speciale direttiva del Dipartimento.

Gli impianti a cui sono accordati mutui INA o di rinnovamento devono adempiere le esigenze della legislazione sulla protezione dell'ambiente. Per gli impianti esistenti ci si deve attenere alle disposizioni dell'articolo 10 della legge sulla pesca (migliorare le condizioni di vita della fauna acquatica - per quanto possibile - mediante la costruzione di scale per pesci, l'approfondimento del letto dei torrenti ecc.) e dell'articolo 80 della legge sulla protezione delle acque (risanamento de corsi d'acqua, nella misura in cui non si arrechi danno, per es. mediante aumento della portata di dotazione). Nel caso di impianti da rinnovare si applicano le esigenze della legge sulla protezione dell'ambiente concernenti i nuovi impianti. Si tratta, segnatamente, delle disposizioni della legge sulla protezione dei corsi d'acqua in merito al mantenimento, rispettivamente all'aumento del flusso residuo (art. 29 segg.), della legge sulla protezione della natura e del paesaggio in merito alla rinaturalizzazione delle zone ripuali e il ripristino delle praterie a carico e delle paludi (art. 18) come pure della legge sulla pesca circa il miglioramento delle condizioni di vita della fauna acquatica (art. 9).

Art. 42 Competenze, ammontare e rimborso dei mutui alle centrali idroelettriche

Le domande di mutuo devono essere inoltrate all'Ufficio federale dell'energia (nei casi INA) e all'Ufficio federale delle acque e della geologia (rinnovamenti di centrali idroelettriche). I due Uffici possono incaricare periti indipendenti dell'esame delle domande, a spese del richiedente. Inoltre sono consultati altri Uffici federali interessati quali l'UFAFP e la Commissione federale delle finanze, come pure i Cantoni. I due Uffici federali determinano, in base ai criteri precitati, il fondamento della richiesta come pure l'ammontare del mutuo e preparano la decisione circa la sua attribuzione. La competenza dell'attribuzione spetta al Consiglio federale che comunica la decisione al richiedente per via di disposizione (cpv. 1 a 4).

Il pagamento del mutuo per i casi INA è determinato nell'ambito della struttura delle scadenze delle obbligazioni o dell'eventuale capitale di terzi dell'azienda: il mutuo deve essere utilizzato per il pagamento di un credito giunto a scadenza (*cpv.* 5). Quindi, le aziende che non hanno fondi di terzi non hanno diritto ai mutui.

L'importo INA attribuito può corrispondere all'ammontare del mutuo richiesto (*cpv.* 5) perché l'esistenza di queste aziende potrebbe essere messa in pericolo ed esse dipendono da un sostegno completo. Per contro, nel caso di investimenti per il rinnovamento, il versamento del mutuo avviene a titolo di contributo unico d'investimento, che va a copertura di non oltre il 50 per cento dei costi di rinnovamento non ammortizzabili (*cpv.* 6). Il finanziamento restante deve essere riunito per il tramite di altri creditori, per cui il mutuo della Confederazione, conformemente all'articolo 28 della legge, assume rango subordinato.

Art. 43 Fondazione della Società svizzera dei gestori di reti

Cfr. spiegazioni ad *articolo 20*

Art. 44 Adeguamento dei contratti esistenti

L'*articolo 44* regola unicamente i contratti di prelevamento di energia elettrica tra le aziende d'approvvigionamento di energia elettrica e i loro fornitori (ovvero, di massima, altre aziende d'approvvigionamento o di commercio di energia elettrica). La disposizione non è applicabile ai contratti con i consumatori finali.

Secondo l'articolo 33 capoverso 1 della LMEE, le aziende d'approvvigionamento di energia elettrica possono esigere l'adeguamento di questi contratti in funzione del volume di prelievi forniti ai consumatori finali all'interno della propria zona di regolazione o in funzione del proprio diritto al transito. Se le aziende d'approvvigionamento di energia elettrica sono in possesso di più contratti con i fornitori, spetta a loro designare i contratti che devono essere adeguati o, eventualmente, denunciati. In altre parole, non tutti i contratti di transito esistenti devono essere adeguati. In ogni caso, si devono prendere in considerazione le differenze di produzione e di consumo nei semestri estivo e invernale (*cpv.* 1).

Nei prossimi anni, il diritto proprio al transito secondo l'articolo 3 capoverso 1 lettera b della legge sul mercato dell'energia elettrica si estenderà in un primo tempo al 20 per cento e, dopo l'apertura completa del mercato, al 40 per cento delle vendite annue ai clienti vincolati. Non devono essere presi in considerazione gli eccedenti di energia che le aziende d'approvvigionamento devono prelevare dai produttori indipendenti conformemente all'articolo 7 della legge sull'energia.

Art. 45 Pubblicazione del conto annuale

Cfr. spiegazioni ad *articolo 18*

Sezione 4 : Entrata in vigore

Art. 46