

Evaluation de la consultation concernant l'ordonnance sur le marché de l'électricité

1. La procédure de consultation

1.1 Exécution de la procédure de consultation

Par courrier du 5 octobre 2001, quelque 132 organismes ont reçu le projet d'ordonnance sur le marché de l'électricité ainsi qu'un rapport explicatif; 86 prises de position nous sont parvenues. Outre les organismes consultés, 149 organismes, dont 102 entreprises et organisations de l'industrie électrique, ont communiqué leur avis au département. Le délai était fixé au 30 novembre, avec une prolongation jusqu'au 7 décembre en faveur des cantons.

Les 235 prises de position reçues se répartissent de la manière suivante:

Groupe de participants	Organismes consultés			Organismes non consultés	Total des avis reçus
	Total des invitations	Avis reçus	Pas d'avis communiqué		
Cantons (y c. EnDK et CGCA)	28	28	0	0	28
Tribunaux fédéraux	2	2	0	0	2
Commissions parlementaires des Chambres fédérales	2	1	1 ¹⁾	0	1
Partis politiques	13	6	7		6
Associations économiques	22	13	9	3	16
Organisations énergétiques	35	19	16	1	20
Défense des consommateurs	7	6	1	0	6
Organisations écologistes	10	4	6	0	4
Divers	13	7	6	145	152
Total	132	86	46	149	235

¹⁾ Le projet a été discuté au sein de la commission.

1.2 Remarques générales concernant l'exploitation des données

Le ch. 2 du présent rapport consiste en une évaluation générale du projet par les participants à la consultation. Quant au ch. 3, il représente une synthèse des remarques relatives à chaque article.

2. Evaluation générale du projet de consultation

2.1 Cantons

Tous les cantons, l'EnDK et la CGCA soulignent la nécessité d'une ouverture réglée du marché de l'électricité, et soutiennent donc en principe la loi sur le marché de l'électricité. Leurs manières d'évaluer le projet d'ordonnance divergent toutefois sensiblement.

ZH, NW, SO et JU approuvent l'ordonnance dans sa teneur actuelle.

SZ et l'EnDK jugent la densité réglementaire certes élevée, mais justifiée cependant pour les secteurs du transport et de la distribution, où le monopole est maintenu. BE, LU, ZG, BL et AG sont du même avis que l'EnDK, mais souhaiteraient toutefois diminuer la densité réglementaire pour garantir la marge de manœuvre de la branche de l'électricité et limiter au minimum les tâches cantonales incombant aux cantons.

Pour BS, l'ordonnance devrait contribuer à accroître l'efficacité du secteur de l'électricité, compte tenu des coûts supplémentaires que risque de causer l'ouverture du marché.

TI préconise par dessus tout une moindre densité réglementaire, plutôt que l'exécution, dans le cadre de l'ordonnance, de toutes les dispositions potestatives de la loi, afin notamment de conférer davantage de marge de manœuvre aux entreprises électriques. La CGCA et les cantons montagnards d'UR, OW, GL et du VS s'expriment dans le même sens, tout en revendiquant de meilleures conditions-cadres en faveur de la force hydraulique. GR rejette en outre le présent projet.

Les cantons de FR, VD, NE et GE renvoient le Conseil fédéral à sa copie en le priant de corriger les contradictions avec la loi, d'alléger les directives administratives, de renforcer la marge de manœuvre des entreprises électriques et d'accorder plus de poids au maintien du service public.

Les cantons de Suisse orientale (SH, AR, AI, SG, TG) rejettent clairement le projet, en invoquant sa densité réglementaire excessive et la prise en compte insuffisante du principe de subsidiarité.

2.2 Tribunaux fédéraux suisses

Le Tribunal fédéral et le Tribunal fédéral des assurances ont renoncé à se prononcer.

2.3 Commissions parlementaires des Chambres fédérales

La CEATE-N recommande au Conseil fédéral d'accorder plus de poids à la sécurité de l'approvisionnement, en perspective du vote référendaire sur la LME. Le mode d'évaluation des réseaux revêt une grande importance: les entreprises communales d'approvisionnement électrique ne doivent pas connaître de difficultés financières, ni les consommateurs subir des hausses de prix.

2.4 Partis politiques

Le PDC juge le projet bon dans de nombreuses parties, mais exige que diverses améliorations y soient apportées et qu'il soit fortement raccourci. Le PDC demande en particulier une meilleure prise en compte des travaux préparatoires de la branche électrique (subsidiarité), la garantie du maintien de la substance parmi les exploitants de réseaux (valeur de remplacement), et la création

de conditions-cadres économiques appropriées pour le maintien de la sécurité de l'approvisionnement. Le PDC souhaite enfin que la votation sur la LME intervienne au plus vite.

Le PRD qualifie d'inadaptées à la réalité du réseau helvétique les dispositions en matière de sécurité de l'approvisionnement. Il faudrait selon lui compléter l'ordonnance au fur et à mesure des expériences liées à l'ouverture du marché, au lieu de régler d'emblée les moindres détails.

Les Verts rejettent le présent projet, lequel menace le service public et porte préjudice à la protection de l'environnement et aux petits consommateurs.

Le PLS émet de sérieuses réserves à propos du projet. Il souhaite mettre en valeur le principe de subsidiarité, reprendre davantage de règles de la branche électrique et réduire ainsi la densité réglementaire.

Le PS se félicite de la clarification de certaines formulations potestatives qui figuraient dans la loi, mais demeure critique, voire négatif à l'égard de l'ouverture du marché et de la LME.

Quant à l'UDC, elle considère que le présent projet ne respecte pas les principes de coopération et de subsidiarité inscrits dans la loi. Elle se réserve de rejeter la loi, au cas où il ne serait pas remédié à la surenchère réglementaire qui en résulte.

2.5 Associations économiques

Parmi les associations invitées à se prononcer, 13 ont donné leur avis sur le projet.

Parmi les partisans figure le VSIG, pour qui la loi et l'ordonnance constituent, dans leur forme actuelle, une solution politiquement faisable et économiquement défendable.

SWISSMEM et ZPK/IGEB évaluent le projet de manière globalement positive, tout en signalant certains points à améliorer. Ces derniers se déclarent favorables aux principes de la rétribution de l'acheminement, mais relèvent que la forte densité réglementaire pourrait faire augmenter les coûts.

Economiesuisse, qui se rallie entièrement à l'opinion de l'UPS, exige une nouvelle orientation du projet qui tienne davantage compte des attentes et des besoins des entreprises indigènes. Il s'agit de réduire au minimum les interventions étatiques, en fixant pour la période transitoire de la libéralisation les règles nécessaires à un accès non discriminatoire au marché et en insistant sur les procédures nécessaires de contrôle et de règlement des différends. Quant à la sécurité de l'approvisionnement, elle relève au premier chef des entreprises électriques.

La FRSP soutient l'ouverture du marché, mais ne peut souscrire au projet d'ordonnance. Cette dernière devrait se limiter à préciser les principes inscrits dans la loi et déterminer les procédures et les tâches incombant aux autorités. Outre le non respect des principes de subsidiarité et de coopération, la FRSP critique la transformation de diverses formulations «peut» prévues par la loi en «doit» dans l'ordonnance d'application.

Selon l'USAM, le projet d'ordonnance va au-delà de la volonté du législateur. L'organisation faitière des PME déplore en particulier l'ambiguïté de certains termes employés. En outre, l'OME négligerait le principe de coopération et de subsidiarité. Il aurait fallu davantage prendre en compte les règlements faisant foi dans l'industrie électrique. Enfin, le caractère progressif de l'ouverture devrait

se traduire dans l'ordonnance par une réglementation initiale limitée au strict nécessaire et complétée au fur et à mesure des expériences faites.

Le projet d'ordonnance présente aux yeux de la SSIC une densité réglementaire extrêmement élevée et règle, dans une approche interventionniste, des domaines où l'économie pourrait elle-même trouver les solutions nécessaires. L'OME contient en particulier une pléthore de facteurs qui feront grimper les coûts, en contradiction avec l'objectif essentiel de la LME qui est d'abaisser le prix de l'électricité.

Du côté des organisations de travailleurs, la FPE estime que la présente ordonnance permet d'atteindre son objectif essentiel, à savoir la garantie d'un approvisionnement sûr et avantageux en énergie électrique pour tous les consommateurs. La FPE fait toutefois remarquer l'opportunité de limiter au strict minimum les mesures interventionnistes et administratives, afin de ne pas remettre en question l'ouverture effective du marché de l'électricité.

L'USS est fondamentalement opposée à la LME, jugeant que le marché de l'électricité ne se prête pas à l'instauration d'un régime de libre concurrence et que l'ouverture du marché menace des structures qui fonctionnent bien et le service public. Le projet d'ordonnance prouve à l'USS l'impossibilité de réaliser un marché de l'électricité sans un appareil de contrôle dispendieux. Il n'élimine d'ailleurs pas les doutes quant à la sécurité de l'approvisionnement, et n'apporte guère de réponse politique à ce sujet.

La CSC reproche à l'ordonnance de ne pas atténuer suffisamment l'impact de la libéralisation du marché sur: l'emploi, la sécurité de l'approvisionnement, les intérêts des petits consommateurs et la consommation d'énergie. Elle ne saurait accepter l'OME sans un profond remaniement de celle-ci. Par ailleurs, la CSC reproche à l'ordonnance son jargon technique si compliqué qu'il serait très difficile pour un non-spécialiste de se faire une opinion.

L'USIE adopte en grande partie les positions de l'AES (cf. ch. 2.6) et exige un remaniement en profondeur de l'ordonnance.

2.6 Organisations énergétiques

Quelque 19 organisations invitées à se prononcer, s'occupant aussi bien de politique que de techniques énergétiques, ont communiqué leur avis sur le projet d'ordonnance.

La réaction des organisations actives dans le domaine des énergies renouvelables et décentralisées (AWP, ADUR, SSES, Swissolar, WKK) est essentiellement positive. L'ordonnance est qualifiée de bonne et utile (WKK), elle concrétise les intentions du législateur (ADUR) et mérite d'être approuvée sur tous les aspects traités (AWP).

C'est moins le contenu que les principes à l'œuvre dans l'OME qui suscitent les commentaires des FPE et du groupe de travail ACE. Les FPE jugent le projet actuel trop détaillé et peu propice à la formation de l'opinion en vue du vote référendaire, lequel devrait avoir lieu au plus vite.

ACE et l'UP plaident pour un minimum de réglementation. L'UP indique qu'il faut assurer la concurrence à tous les niveaux, et notamment ne pas discriminer la production décentralisée de courant dans les installations à CCF.

La SES a fait preuve jusqu'ici de bienveillance critique par rapport à la LME. Cet organisme juge positivement la mise en application de certaines formulations potestatives, tout en regrettant le risque de discrimination lors de l'acheminement ainsi que l'absence de dispositions relatives aux instruments de couverture des risques dérivés, qu'elle attribue aux faiblesses de la loi. Toujours selon la SES, le projet d'ordonnance n'a rien pour rassurer les sceptiques toujours plus nombreux à propos de l'ouverture du marché.

Le projet est rejeté par l'AES, l'ASE, l'ASIG, l'ASPEA, la CFFE, EF, SWWV et VEE. Ces fédérations condamnent pratiquement à l'unanimité le non respect du principe de coopération et de subsidiarité. A leur avis, la réglementation en matière de rétribution de l'acheminement sera lourde de conséquences pour la sécurité de l'approvisionnement et de l'exploitation, et les mesures prévues par le projet pour assurer la sécurité de l'approvisionnement sont éloignées des réalités. Leurs critiques portent encore sur les tâches et compétences trop nombreuses confiées aux pouvoirs publics et sur la transformation, effectuée d'emblée et sans nécessité, des formulations potestatives de la loi en formulations impératives. Ces associations préconisent une réglementation légère et souple, ainsi que l'adoption de dispositions (transitoires) en collaboration avec la branche. Il s'agit d'abandonner les réglementations dirigistes sur les abus, l'examen des pratiques abusives quant à la rétribution de l'acheminement incombant à la commission d'arbitrage.

L'ASED rejette le projet et exige un meilleur statut pour l'électricité produite dans les usines d'incinération des ordures, notamment son assimilation au courant tiré d'autres énergies renouvelables, conformément aux dispositions de la loi sur l'énergie portant sur la rétribution (15 ct./kWh).

2.7 Défense des consommateurs

Six d'entre les organisations de défense des consommateurs invitées à se prononcer l'ont fait.

Du point de vue des organisations de petits consommateurs (ACSI, FRC, KF, SKS), il faut impérativement assurer le service public et la sécurité de l'approvisionnement, ainsi que la transparence, tant sur la provenance et le mode de production du courant que sur les offres et les prix pratiqués. La FRC désire en outre la présence d'une autorité de régulation forte, dont les tâches, les moyens et les compétences soient fixés précisément. ACSI et la FRC réclament un ombudsman qui serve d'interlocuteur unique pour les petits consommateurs, au nom du service public et de la défense des intérêts des consommateurs. La FRC considère comme important, par ailleurs, de mettre le texte de l'ordonnance à la portée de tous les citoyens. La FRC, KF et SKS demandent que les rétributions perçues pour l'acheminement soient calculées pour inciter à l'entretien qualitatif des réseaux. La FRC et SKS précisent toutefois qu'il faut garantir que les consommateurs ne paient pas une seconde fois l'investissement pour des installations de réseaux déjà amorties.

L'UCE rejette le projet d'ordonnance, invoquant la violation du principe de coopération et de subsidiarité, la disparition de la liberté d'action et de la flexibilité dans la politique énergétique qu'aurait à mener la Confédération, les privilèges octroyés aux nouvelles énergies renouvelables, les mesures concernant la sécurité de l'approvisionnement édictées sans base légale, la densité réglementaire excessive et la pléthore de facteurs induisant une hausse des coûts. Quant à la rétribution pour l'utilisation du réseau, elle devrait impérativement être plus aisément calculable, tandis qu'il faudrait définir les exigences minimales pour assurer un acheminement non

discriminatoire. L'UCE recommande encore de recourir à la valeur comptable pour évaluer la rétribution de l'acheminement.

La PKES refuse le projet. Elle exige en particulier que l'approvisionnement électrique et les réseaux ne subissent aucune altération sur le plan de la sécurité. Il ne peut être question de privilégier ou de pénaliser certains groupes de consommateurs, p. ex. en percevant des coûts supplémentaires en cas de changement de fournisseur ou en prescrivant l'acheminement gratuit du courant tiré d'énergies renouvelables. Enfin, les entreprises de distribution devraient pouvoir rester aux mains des pouvoirs publics.

2.8 Organisations écologistes

Quatre des organisations écologistes invitées à se prononcer ont donné leur avis.

Le WWF est en principe favorable à l'ouverture du marché de l'électricité. L'essentiel réside, selon lui, dans la manière de mettre en œuvre la loi, s'agissant notamment de la protection de la force hydraulique et de son «écologisation», des mesures d'accompagnement en faveur des énergies renouvelables ainsi que du marquage distinctif de l'électricité en fonction de son mode de production et de sa provenance. Le WWF juge absolument nécessaire le maintien des dispositions en question. En outre, l'ordonnance devrait inclure désormais un article sur les buts, afin de garantir son intégration dans la politique énergétique suisse.

Le Rheinaubund craint que la libéralisation du marché de l'électricité ne menace la sécurité de l'approvisionnement et ne soit pas compatible avec la protection de l'environnement. Il s'oppose encore à l'octroi de prêts fédéraux aux grandes centrales hydrauliques. Quant aux mesures en faveur des énergies renouvelables figurant dans le projet d'ordonnance, le Rheinaubund estime qu'elles exploitent insuffisamment la marge de manœuvre définie par le législateur.

La FP s'intéresse au respect des dispositions relatives aux eaux résiduelles, lors de l'octroi de prêts aux centrales hydrauliques.

Greenpeace s'oppose résolument à une libéralisation qui ne contribuerait pas au bien-être de la collectivité. L'ordonnance n'aurait pas suffisamment corrigé certaines faiblesses déjà présentes dans la loi. Greenpeace voit toutefois d'un bon œil les mesures prévues en faveur des énergies renouvelables.

2.9 Divers

Six autres organismes qui avaient été invités à se prononcer ont donné leur avis.

CHG et l'UVS reprochent au projet d'ordonnance de desservir sur de nombreux points le double objectif de hausse de l'efficacité de la branche électrique, d'une part, et de renforcement de la compétitivité de l'économie suisse, d'autre part. Ces deux associations préconisent un modèle de coûts propice au maintien de la qualité du système, tout en garantissant le service public et la sécurité de l'approvisionnement. CHG juge que dans différents domaines, le degré de réglementation dépasse largement ce qui serait nécessaire au bon fonctionnement du marché. En outre, il n'est tenu aucun compte de la contribution communale à la politique énergétique de la Confédération.

La SATW regrette l'absence de dispositions garantissant un approvisionnement électrique durable, même après l'ouverture du marché. Les nombreuses règles de détail rigides contenues dans le projet restreindraient en outre la flexibilité nécessaire pour satisfaire aux exigences du marché. Quant aux conditions offertes pour les producteurs, elles seraient discriminatoires selon la SATW. Elle relève en outre que la société suisse pour l'exploitation du réseau et les réseaux électriques resteront entre les mains des grandes compagnies suprarégionales qui dominent le marché.

D'après Migros, plusieurs dispositions relatives à l'acheminement non discriminatoire du courant seraient insuffisantes. Le manque de précisions et les longs délais transitoires pénaliseraient durablement les acteurs du marché désireux d'innover. Migros juge en revanche suffisantes les dispositions relatives à la sécurité de l'approvisionnement et celles répondant aux préoccupations écologistes.

Coop accepte en principe le projet d'ordonnance: il ne faudrait donc pas sabrer de dispositions matérielles figurant dans le projet. L'OME présidera à une libéralisation ordonnée – et non anarchique – du marché. Il est tout aussi important de prévoir des dispositions claires en faveur des énergies renouvelables et de celles remplissant les critères écologiques les plus sévères.

AllianceF ne trouve aucune objection à formuler au projet d'ordonnance.

La Comco n'a pas porté d'appréciation générale sur le projet d'ordonnance.

2.10 Organismes non invités

Quelque 149 organismes qui n'avaient pas été invités à se prononcer ont donné leur avis. 102 de ces participants à la consultation sont des entreprises et des organisations de la branche électrique.

Les 47 autres participants à la consultation s'exprime de la manière suivante:

Pour la CFC, l'ouverture du marché n'a de sens que si la baisse des prix ainsi générée ne menace ni la sécurité de l'approvisionnement, ni le bon fonctionnement du système. Tel est également l'avis du VSSV, qui plaide pour un réel abaissement des prix grâce à la création de conditions-cadres appropriées, dont en particulier l'évaluation des réseaux électriques aux valeurs résiduelles. Clima Suisse critique de même le modèle d'évaluation prévu par l'ordonnance, dont elle condamne en chœur avec le VSSV et l'AVES l'excès normatif.

Diverses communes et villes (Berneck, Boudevilliers, Dintikon, Klingnau, La Chaux-de-Fonds, Moutier, Niederhelfenschwil, Saint-Imier, Saint-Gall, Tübach, Winterthour, Wittenbach, Zuzwil) critiquent au premier chef l'évaluation prévue des réseaux et se rallient pour l'essentiel à l'avis de l'AES.

Dans les milieux économiques, Glas, Hiag, McDonald's, Viscom exigent essentiellement l'évaluation des réseaux à leur valeur comptable.

FVB, IG, Procal, VSHW et VSR suivent le projet d'ordonnance sur tous les points importants.

Le CP rejette le projet, en raison de la surenchère d'interventions étatiques. En outre, le CP déplore l'emploi de termes dont le sens juridique n'est pas clair.

La SSE exige que le projet soit repris à zéro: il ne permettrait pas en l'état d'encourager suffisamment la concurrence, de soutenir les objectifs de la Suisse pour la politique énergétique et de prévenir l'«oligopolisation» du marché de l'électricité.

SAB exige une base de calcul simple et transparente pour évaluer les réseaux, afin de permettre un niveau de prix aussi bas que possible, dans l'intérêt des consommateurs. Il s'agit encore d'aménager de manière efficace les dispositions visant à préserver la force hydraulique et celles relatives à l'obligation de déclarer la provenance et le type de production du courant.

Certains points ont encore suscité d'autres prises de position: AEE (énergies renouvelables et prêts aux centrales hydrauliques), l'OFT, BM et les CFF (courant ferroviaire), E.Young (coûts imputables), ORED (électricité tirée des installations d'incinération des déchets), Kronoswiss (exemption du paiement de la rétribution d'acheminement), la FSP (condition d'octroi de prêts aux centrales hydrauliques).

Lausanne et le ps-vd se livrent à une attaque en règle contre le projet (LME comprise).

A l'exception de Watt toutes les entreprises et organisations de la branche électrique rejettent le projet, en se référant pour l'essentiel à la prise de position de l'AES (AEK, AEW, Altstätten, atel, AVPE, Axpo, bev, FMB, 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 soutient dans ses grandes lignes le projet, mais exige l'élimination de diverses entraves au fonctionnement du marché, en particulier pendant la phase initiale d'ouverture.

3. Remarques relatives aux articles individuels

3.1 Préambule

L'UCE souhaite supprimer les renvois à la loi fédérale du 8 octobre 1982 sur l'approvisionnement économique du pays et à la loi sur l'électricité du 24 juin 1902.

La FRC, kf, SKS et le WWF préconisent la création d'un chapitre 0 But contenant un art. 0 But. Les objectifs de la loi sur l'énergie (LEne) doivent également s'appliquer pour l'exécution de la LME:

«Les objectifs de la LEne sont pris en compte dans la mise en œuvre de la LME: approvisionnement énergétique sûr, économique et compatible avec les impératifs de la protection de l'environnement, utilisation économe et rationnelle de l'énergie, recours accru aux énergies indigènes et renouvelables.»

3.2 Art. 1 (Définitions)

Les cantons de ZH, AR, AI, SG, TG proposent de définir encore l'aire de desserte:

«Aire de desserte: extension géographique du réseau d'un exploitant sur un territoire où les producteurs ainsi que les consommateurs finaux doivent être raccordés audit réseau.»

Par ailleurs, il est proposé d'introduire les définitions supplémentaires suivantes: sécurité de l'approvisionnement (CFEE), énergie réactive (Coop), énergie et puissance actives, énergie réactive, énergie selon programme prévisionnel, énergie d'appoint et niveau de réseau (Altstätten, axpo, Berneck, CP, Diepoldsau, Ebnat-Kappel, EKZ, EKT, EWVA, ibk, IG Rheintal, Niederhelfenschwil, Oberbüren, Rüthi, SAK, TBF, TBM, Waldkirch, Widnau, Wittenbach, Zuzwil), saisie de la production et de la consommation et dépenses au titre du décompte (EWH).

Dans l'ordre des chiffres, les propositions suivantes ont été faites:

- let. a: ajouter une définition de la puissance d'ajustement à la consommation (Altstätten, axpo, Ebnat-Kappel, EKZ, EKT, EWVA, ibk, Niederhelfenschwil, Oberbüren, SAK, TBF, TBM, Waldkirch, Wittenbach, Zuzwil)
- let. b: remplacer l'expression groupe-bilan par groupe-bilan énergétique (CFF)
- let. d: «... réseau. (l'émolument à verser pour l'utilisation du réseau et des services-système)» (AES; FMB, ESI).
- let. e: biffer (eos).
- let. f: «dispose d'une ligne propre ou de capacités propres sur une ligne, ...» (VS)
 «... Cette exigence est aussi remplie lorsqu'un consommateur final dispose d'une ligne propre directe reliant son site à un producteur et servant exclusivement à son autoapprovisionnement». (AES; atel, ESI)
 compléter: «Les entreprises d'approvisionnement en électricité sont assimilées aux autoproducteurs pour les offres de contracting.» (EWB, EWZ, IWB, swisspower, Thun, Winterthur)

Altstätten, axpo, Ebnet-Kappel, EKZ, EKT, EWVA, ibk, Niederhelfenschwil, Oberbüren, SAK, TBF, TBM, Waldkirch, Wittenbach, Zuzwil exigent une coordination avec l'ordonnance sur l'énergie (OEne), art. 1, let. a.

UR, BS et Sierre exigent la modification de la règle de participation de 50 % des entreprises d'approvisionnement en électricité.

- let. g: Altstätten, axpo, Ebnet-Kappel, EKZ, EKT, EWVA, ibk, Niederhelfenschwil, Oberbüren, SAK, TBF, TBM, Waldkirch, Wittenbach et Zuzwil exigent une reformulation du texte.
- let. l: «Niveau de réseau: les réseaux de transport et de distribution se répartissent en sept niveaux de réseau, soit trois niveaux de transformation et quatre niveaux de tension. Un niveau de tension regroupe en règle générale les installations de la même plage de tension».
 Quelques 34 participants exigent l'adoption de cette définition ou d'une définition semblable (UR, BS, VS; IGEB, USIE; ASE; Migros, SATW; AEK, atel, EBL, Enerdis, eos, ESI, ESR, EW Höfe, EWZCH, les FMB, HIAG, IGFKW, IWB, JURA, McDonalds, Opfikon, SBDK, SEFA, sgsw, SIE SA, Tela, VELO, VKE, FPE, Watt, Wetzikon, Windisch, Yverdon-les-Bains).
 BOG, ewz, swisspower, Thun, Winterthur approuvent explicitement les 4 niveaux de réseau.
- let. m: L'AES exige la suppression de la remarque entre parenthèses «(y compris l'énergie réactive)».
 Quelques 16 participants exigent une nouvelle formulation de cet alinéa (AEW, Altstätten, axpo, Ebnet-Kappel, EKZ, EKT, EWVA, ibk, Niederhelfenschwil, Oberbüren, SAK, TBF, TBM, Waldkirch, Wittenbach, Zuzwil).

3.3 Art. 2 (Conditions d'un acheminement non-discriminatoire)

Al. 1:

34 participants exigent que l'ordonnance sur le marché de l'électricité (OME) signale les exigences techniques et administratives minimales auxquelles les exploitants de réseaux sont soumis; en outre, les explications devraient mentionner, au sens de la subsidiarité, les corpus de règles élaborés ou restant à établir par la branche: modèle d'utilisation du réseau 2001, code-réseau [GridCode], schéma de calcul des coûts, etc.). Lesdits participants suggèrent de biffer l'al. 1 et proposent explicitement (USIE; AES, VEE; ESI, atel, axpo, FMB, EGL, EWZCH et 10 autres entreprises électriques, ainsi qu'une association régionale de branche) ou en substance (UDC; PKES; eos, et 11 groupes d'intérêts régionaux) la nouvelle formulation suivante:

«Les clients éligibles au sens de l'art. 5, al. 1, LME ont droit à un acheminement non-discriminatoire dans le cadre de la loi. S'agissant de l'accès au réseau et de son exploitation, les exigences techniques et administratives minimales fixées pour les exploitants sont déterminantes (art. 23 OME).»

De l'avis du PDC, les exigences techniques et administratives minimales fixées dans le code-réseau ont une portée générale. Le PDC verrait d'un bon œil l'introduction d'une disposition selon laquelle le code-réseau serait constamment adapté aux changements survenus sur le marché par une instance de composition.

TI recommande d'ajouter à l'al. 1, après la première phrase, les exigences minimales fixées pour les exploitants de réseaux.

La Comco est expressément d'accord avec l'al. 1, si l'interdiction de discriminer (1^{re} phrase) est étendue pour inclure le traitement des demandes d'acheminement.

SBDK signale un concept malheureux dans la 1^{re} phrase: il n'existe pas de contrats spécifiques pour l'acheminement. Il s'agit de reformuler par une périphrase «contrat permettant l'acheminement».

L'ASIG signale une contradiction présente dans le rapport explicatif: l'interprétation donnée de l'al. 1 quant à la possibilité de conclure des contrats «all inclusive» (tout compris) s'oppose à l'art. 15 OME, exigeant une facturation détaillée.

Al. 2:

Alors que la Coop et la CSC soutiennent explicitement la réglementation fixée ici sur le transfert des données et des informations, Enerdis et la SEFA jugent la disposition peu claire et plaident pour sa reformulation.

SES et le CP considèrent que les expressions «suffisamment tôt» et «de manière uniforme» exigent une interprétation. Deux fournisseurs régionaux d'électricité proposent en revanche d'abandonner les deux termes et d'écrire à la place «les données de comptage et les informations sous une forme appropriée». SES est d'avis que seule une information «en ligne» assure des chances égales à tous les acteurs du marché.

S'agissant du droit à l'acheminement, 8 participants s'expriment: l'UCE juge qu'en principe, le consommateur final doit disposer du droit à l'acheminement de la quantité inscrite dans le contrat, s'il a soumis à temps une proposition d'acheminement complète. Seule la commission d'arbitrage ou le tribunal fédéral pourraient annuler ce droit, mais une telle procédure nécessiterait d'accorder un acheminement à caractère préventif. IGEB; Migros; HIAG, JURA, McDonalds, Tela et Watt pensent que le droit à l'acheminement effectif existe dès le moment où un désir est formulé. Ils proposent de reformuler sept alinéas supplémentaires sur cette condition et sur d'autres encore d'acheminement non discriminatoire qui manquent dans l'OME actuelle. Il s'agit de clarifier des notions comme «demande d'acheminement formulée à temps et de manière complète», «litiges», «refus de l'acheminement», etc.

BM exige en outre un alinéa supplémentaire pour éliminer un élément susceptible de fausser la concurrence lors de l'acquisition d'électricité par les entreprises de transport: leur besoin de transformation de la tension ne doit pas être utilisé abusivement par les exploitants pour empêcher pratiquement l'accès non discriminatoire au réseau. La proposition faite par BM est la suivante:

«Si des consommateurs finaux acquièrent de l'électricité transformée, la transformation ne doit pas entraver l'accès non discriminatoire au réseau.»

L'ASIG évoque un problème particulier: il s'agit de la question de la responsabilité, en cas d'insolvabilité du négociant qui conclut des contrats d'acheminement au nom de clients. La fédération propose une solution comme suit:

«Le consommateur final répond solidairement avec l'exploitant du réseau de la rétribution de l'acheminement, en cas d'insolvabilité du négociant ou du tiers.»

Le ps-vd constate – en se référant à l’art. 11 LME – que si les dispositions relatives à l’accès au réseau sont non-discriminatoires, celles portant sur le raccordement peuvent l’être (réglementation d’exception). Où est la limite et comment cette dualité se répercute-t-elle sur l’approvisionnement selon l’art. 32 LME?

3.4 Art. 3 (Acheminement en cas de capacité insuffisante du réseau de distribution)

Quelque 35 participants se sont prononcés sur cet article.

La CSC et Coop affirment explicitement leur soutien inconditionnel.

De nombreuses propositions de changement ou de suppression portent sur les divers alinéas.

L’art. 3 est rejeté par WKK (application trop complexe, risque élevé de discrimination des énergies renouvelables) et par des villes (La Chaux-de-Fonds, Lausanne) et des exploitations industrielles romandes (Energis, Le Locle, Yverdon). Des participants de Suisse romande avancent que le niveau de détail poussé des diverses dispositions aurait un coût administratif élevé. En outre, 3 participants alémaniques (AEK, AEW, EKT) souhaitent biffer les al. 2 à 6, estimant que les dispositions concernées ont une faible importance dans le réseau de distribution; le titre de l’art. 3 deviendrait alors «Détermination de la capacité dans le réseau de distribution».

Al. 1:

Cet alinéa ne prête guère à la critique. Tout au plus s’interroge-t-on sur la définition d’un «réseau performant» (CP).

L’al. 2 recueille en revanche davantage de propositions:

En particulier, la préférence accordée aux clients propres prête à la critique: le PS; SES; Greenpeace, le WWF; Migros et SATW estiment cette disposition contradictoire avec l’art. 2, al. 1, OME, selon laquelle tous les acteurs bénéficient de conditions identiques pour l’accès au réseau.

La Comco soutient cette disposition, mais demande un complément pour préciser la priorité accordée aux clients propres:

«Par approvisionnement des clients d’un exploitant au sens de l’art. 5, al. 3, LME, on entend exclusivement l’approvisionnement des clients actuels et la capacité antérieure à une demande d’acheminement.»

De cette manière, l’acquisition de nouveaux clients propres ou une hausse de la capacité fournie aux clients actuels sont exclues.

Le WWF fait une proposition de changement pour le calcul de la capacité disponible: la capacité d’acheminement, déduction faite de la capacité requise par les énergies renouvelables (1^{er} priorité) et de celle requise par la force hydraulique (2^e priorité).

Dans deux cas (Energis, SEFA), le réglage de la réserve prête à discussion.

Al. 3:

Le critère de l'«ordre chronologique des requêtes» en cas de congestion suscite de nombreuses critiques. Les objections formulées sont les suivantes:

- L'intérêt général devrait prévaloir (p. ex. sécurité de l'approvisionnement, énergies renouvelables, service public) et non l'ordre chronologique (AVES; acsi, FRC, kf).
- Ce critère discrimine les énergies renouvelables, au profit de l'énergie en ruban (PS; SES; SKS; rheinaubund).
- Les petits consommateurs «paient les pots cassés» et sont fournis en dernier (ps-vd; Sierre).
- Il incombe à l'exploitant de compenser ponctuellement les congestions identifiables à l'avance (Migros).

La Comco soulève un point particulier, en exprimant son souhait que dans certaines conditions – acheminement de la capacité préalable – le changement de fournisseur soit garanti même en cas de congestion. Elle propose donc d'introduire le complément suivant:

«... chronologique des requêtes. Les changements de fournisseur sans incidence sur l'acheminement ne sont pas considérés comme des requêtes.»

Al. 4:

Les FMB et EGL désapprouvent qu'il faille apporter la preuve du défaut de capacité. Celle-ci ne doit être requise qu'en cas de litige. D'où la proposition suivante de changement:

«Si l'exploitant refuse l'acheminement, il est tenu d'en exposer les raisons par écrit aux clients éligibles, dans un délai de dix jours.»

Le CP et le ps-vd se demandent pourquoi un délai de 10 jours ouvrables est accordé afin de prouver que la capacité n'est pas disponible.

Al. 5 et 6:

L'AES; les FMB, EGL, ESI, Watt et 6 autres participants plaident pour la suppression des al. 5 et 6, vu que ces dispositions ne sont pas applicables et que le réseau de distribution n'est de toute façon pas destiné au transit. S'agissant du réseau de transport (art. 4 OME), ces dispositions sont en revanche justifiées, de l'avis de Watt et de son consortium.

La Comco signale que l'al. 5 comporte le danger latent de résiliations injustifiées, de la part des exploitants, de leurs contrats d'acheminement. En effet, les fluctuations temporaires de l'offre et de la demande de courant permettraient de ne pas toujours exécuter entièrement les contrats d'acheminement. La Comco propose donc de compléter ainsi l'al. 5:

«... pour les coûts éventuels. Les écarts temporaires sont réservés.»

En citant le rapport explicatif (p. 5) sn energie signale que les réseaux doivent être prévus pour une charge supérieure à la charge journalière maximale, faute de quoi la situation serait critique pour l'approvisionnement. Le passage doit donc être modifié dans ce sens.

3.5 Art. 4 (Acheminement en cas de capacité insuffisante du réseau de transport)

Quelque 26 participants se sont exprimés sur cet article. La CSC et Coop adhèrent explicitement et sans réserve à ces dispositions. Les cercles romands qui s'étaient manifestés à l'art. 3 OME refusent à nouveau cet article au nom des mêmes arguments (superflu, bureaucratique, très coûteux).

Al. 1:

La branche souhaite intégrer ici les contrats à long terme déjà conclus (AES; FMB, ESI; implicitement sn energie, eos), respectivement les exportations (atel, EGL, eos). Dans le premier cas, il s'agit de la position prééminente des contrats à long terme en cours jusqu'à leur expiration (sans limitation à 10 ans); dans le second, il est question des surplus d'énergie qui résultent de l'exploitation des centrales indigènes (notamment les centrales hydroélectriques). La formulation proposée est:

«Lors de l'attribution de capacité, ... dans le pays, les contrats déjà en vigueur, respectivement les exportations et la fourniture d'énergie de réglage et d'ajustement à la consommation ont en tout temps la priorité. L'art. 30, al. 2, LME demeure réservé.»

Les milieux consommateurs et les défenseurs de l'environnement fixent les priorités différemment pour l'attribution de la capacité. Comme pour l'art. 3, les uns préconisent de privilégier la sécurité de l'approvisionnement et les énergies renouvelables (acsi, FRC), les autres de donner la priorité pour les énergies renouvelables aux centrales indigènes sur les centrales étrangères (WWF), et d'autres encore de préférer les centrales indigènes à celles de l'étranger et le courant tiré d'énergies renouvelables à celui tiré d'énergies non renouvelables (FRC, kf, SKS).

Al. 2:

Le PS et SKS considèrent que la prescription en «peut» est trop faible et exigent que l'attribution se fasse obligatoirement selon des procédures conformes au droit de la concurrence.

La Comco signale que les adjudications concurrentielles ne devraient pas se limiter aux importations, aux transits et aux exportations, étant donné que des congestions pourraient très bien survenir ailleurs. En outre, cette limitation entraverait la concurrence pour le courant importé, s'il fallait payer plus cher les droits d'acheminement correspondants acquis par le biais de ventes aux enchères que le courant indigène qui lui ne l'est pas. La commission propose donc l'allègement suivant:

«La Société suisse pour l'exploitation du réseau peut attribuer toute la capacité disponible ~~pour les importations, les transits et les exportations~~ par le biais d'une adjudication concurrentielle, en particulier par vente aux enchères.»

Al. 3:

La preuve exigée ici à propos de la menace pesant sur la sécurité de l'approvisionnement apparaît généralement disproportionnée à la branche (atel, FMB, SBDK). L'obligation d'informer devrait suffire ici. En cas de litige, il est incontestable que le fardeau de la preuve reposerait sur la Société suisse pour l'exploitation du réseau et qu'une attestation s'imposerait. Proposition d'allègement:

«... doit présenter par écrit ses raisons dans les dix jours aux clients éligibles.» (biffer la fin de la phrase)

Comme à l'art. 3, le CP et le ps-vd se demandent pourquoi un délai de 10 jours ouvrables est accordé pour prouver l'insuffisance de capacité.

Watt et 6 autres participants proposent de transférer les al. 5 et 6 de l'art. 3 OME à l'art. 4 OME, vu que ces dispositions font sens pour le réseau de transport (et non pour le réseau de distribution).

3.6 Art. 5 (Acheminement en cas de capacité insuffisante du réseau de transport)

Cet article semble ne pas être contesté: un seul participant (OFT) s'exprime. Les dispositions de l'article font l'unanimité, en particulier la priorité accordée à l'approvisionnement du réseau électrique des chemins de fer.

3.7 Art. 6 (Coûts)

Al. 1:

L'AES, les fédérations qui lui sont liées ainsi qu'une forte majorité des entreprises et des organisations de l'industrie électrique exigent de biffer la référence à la valeur de comparaison (et donc aussi l'art. 8).

Al. 2:

Aucun participant ne critique en principe cet alinéa. L'AES et la plupart des entreprises et organisations de l'industrie électrique remettent en question le renvoi à l'annexe 1, proposant à titre de variante un renvoi au schéma de calcul des coûts et à la déclaration de force obligatoire établis par l'AES.

Al. 3:

Les principes du calcul des frais financiers sont au cœur du débat et pratiquement tous les participants commentent ce point:

ZH, UR, BL, SH, AR, AI, SG, TG, TI, VS, la CGCA; la CEATE-N; le PS; la FRC, kf, SKS proposent de substituer à la valeur comptable une solution différenciée, comme la valeur d'usage, pour ne pas menacer la survie économique des sociétés d'exploitation du réseau et ne pas faire payer de supplément aux consommateurs pour les amortissements déjà effectués. La CFEE propose d'utiliser la valeur intrinsèque. ESR propose par ailleurs de fixer une valeur intermédiaire entre la valeur comptable et la valeur de remplacement.

BS et IWB exigent que les amortissements comptables et les intérêts soient calculés sur la base des valeurs d'acquisition. Les amortissements s'effectueraient sur la base de la valeur actuelle de remplacement. VS et la CGCA préconisent une base de calcul fondée sur des valeurs de base qui évite une hausse des coûts d'acheminement, prenne en compte les pratiques d'amortissement des entreprises électriques communales et soit facile à exécuter. Quant à la FPE, elle se montre critique à propos de la valeur comptable, sans présenter toutefois de contre-proposition.

EWS et Muhen proposent le compromis suivant: les valeurs actuelles de remplacement servent de base pour déterminer les amortissements comptables, et les valeurs comptables pour calculer les intérêts comptables. AEK suggère de calculer les amortissements comptables à partir de la valeur de remplacement comptable, et les intérêts comptables à partir de la valeur résiduelle de

remplacement. swisspower et EWZ tiennent enfin à la valeur de remplacement, mais proposent p. ex., pour la période transitoire, une obligation d'annoncer ou des contrôles renforcés.

LU, SZ, NW, SO, AG, JU, l'EnDK; le PDC, le PRD, l'UDC; l'USIE; ACE, l'ADUR, l'AES, l'ASE, VEE; PKES; l'UVS et une large majorité des entreprises et des organisations de la branche électrique exigent l'emploi de la valeur de remplacement resp. de la valeur actuelle de remplacement pour procéder aux évaluations. SZ et l'EnDK soulignent en outre le manque de consistance des méthodes d'évaluation figurant aux art. 6 et 8 (valeur de remplacement).

IGEB, la SSIC, SWISSMEM, ZPK; l'UCE; Migros; Glas, Hiag, JURA, McDonalds, Tela, VSSV, Watt soutiennent la proposition de déterminer d'après la valeur comptable les coûts incorporables et rejettent fermement le recours aux valeurs de remplacement. Par ailleurs, Greenpeace et le WWF considèrent que la méthode d'évaluation proposée forme une base appropriée. Coop soutient en principe les consignes figurant dans l'ordonnance.

Aux yeux d'AVES, les consignes sont formulées de manière trop stricte et ne correspondent pas aux exigences d'une économie de marché performante.

SES doute que lesdites consignes permettent d'atteindre la transparence visée et de bien délimiter la rétribution de l'acheminement.

Selon SATW, la base pour déterminer les coûts doit découler du calcul même des coûts.

Al. 4:

Cet al. ne fait l'objet d'aucun commentaire.

Al. 5:

TI renvoie à son projet cantonal de loi, lequel prévoit de former sur l'ensemble du territoire une société des exploitants de réseaux appliquant une rétribution uniforme de l'acheminement.

Selon l'UVS et SWS la disposition exigeant la formation d'une entité économique en cas de groupement contredit la maxime selon laquelle les structures de coûts diffèrent entre la ville et la campagne, ce qui complique ou même empêche les comparaisons.

Yverdon-les-Bains signale que la réglementation des compétences figurant dans la LME («les cantons règlent l'attribution des aires de desserte») rend cette disposition inapplicable.

3.8 Art. 7 (Compensation des coûts entre les niveaux de tension)

Le maintien de la formulation: «30 % des coûts sont imputés selon la consommation finale du niveau de tension à charger et des niveaux de tension inférieurs. Les 70 % restants sont imputés selon les puissances semestrielles maximales (du 1^{er} octobre au 31 mars et du 1^{er} avril au 30 septembre) que le niveau de tension à charger demande au niveau supérieur.» est approuvé par LU, TI (sous réserve de sa compatibilité avec les intérêts cantonaux), IGEB, ZPK, l'UCE et Glas.

Coop soutient la répartition proposée de 30 % : 70 % et propose d'introduire un second alinéa:

«² L'énergie réactive et les coûts de la puissance réactive doivent être indiqués séparément et imputés équitablement aux consommateurs.»

Les EEF s'expriment dans le même sens.

NW; EWB, EWH, ewz, onyx, SIE SA, swisspower, Thun et Winterthur proposent d'orienter la clé de répartition des coûts proposée dans le projet (30/70) sur les puissances annuelles maximales. C'est aussi ce que réclame le PRD, qui juge toutefois arbitraire le rapport 70/30 % et exige l'explicitation du rapport avec l'art. 11 (Services-systèmes pour les autoproducteurs et les réseaux électriques des chemins de fer). L'OFT demande aussi des précisions sur les rapports entre l'art. 7 et l'art 11.

ZH, SO et VSSV plaident pour un pourcentage inférieur à 70 % pour la puissance. BL propose d'imputer 35 % des coûts selon la consommation finale et 65 % selon la puissance nette affichée sur le décompte semestriel de la pointe de puissance.

Pour UR, VS et la CGCA, la répartition proposée dans le projet d'ordonnance, à savoir 30 % pour l'énergie brute (consommation) et 70 % pour la puissance nette est le dernier compromis encore acceptable. Tout en acceptant cette formule, ESR trouverait plus juste de se référer à la puissance maximale nette par mois.

WKK propose d'établir la compensation de la puissance maximale sur la base des valeurs mensuelles et des profils de charge.

Sierre propose de prendre en compte la puissance mensuelle au moment où la charge du réseau suisse est maximale.

La proposition de la branche, à savoir une allocation de 35 % des coûts selon la consommation finale et de 65 % selon la puissance maximale annuelle, a la faveur de: BS, l'USIE, l'ASE, VEE, l'AES, l'UVS, les FMB, Enerdis, ESI, EW Höfe, ewl, EWZCH, IWB, la SEFA, sgsw et VELO. Il s'agit de reporter les coûts par niveau de tension et non par niveau de réseau. La plupart de ces participants exigent en outre un second alinéa ayant la teneur suivante:

«² La compensation des services-système n'est pas soumise aux principes du report des coûts.»

AEK préconise un pourcentage moindre pour la puissance, soit 60% plutôt que 70 % des coûts, tout en se ralliant de façon générale à la proposition de branche.

La proposition antérieure de la branche, à savoir l'allocation de 50 % des coûts selon la consommation finale et de 50 % selon la puissance annuelle maximale a la faveur de: TG, EBL, EBM et Yverdon-les-Bains (avec un minimum de 35 %/65 %). Cette revendication est partagée par PKES, Altstätten, axpo, Berneck, Diepoldsau, Ebnat-Kappel, EKZ, EWVA, ibk, IG Rheintal, Niederhelfenschwil, Rütli, SAK, Schmerikon, TBF, TBM, VAS, VBE, VTE, Waldkirch, Widnau, Wittenbach, Würenlingen, Zuzwil, qui suggèrent d'adopter l'alinéa supplémentaire suivant:

«² L'énergie réactive et les coûts de la puissance réactive doivent être indiqués séparément et imputés équitablement aux consommateurs.»

sn energie estime qu'il faudrait viser sur le plan national une solution à 50 % / 50 %, mais qu'une répartition 60 % / 40 % irait à la rigueur.

EKT exige la répartition des coûts annuels à raison de 70 % selon l'énergie brute et de 30 % selon la puissance nette. Ce doit être à l'exploitant du réseau de tension supérieur d'établir le maximum

des heures annuelles. La répartition des coûts vaudra pour les niveaux de réseau d'un exploitant. Entre exploitants, la compensation des rétributions de l'acheminement se fera selon l'art. 9, al. 2.

atel, EGL et SBDK proposent une solution séparée pour le réseau de transport, le report selon la consommation finale globale. Quant aux niveaux de distribution, atel revendique la proposition émise à l'origine par la branche, soit 50/50, avec un décompte annuel. EGL et SBDK s'associent à cette position, sans toutefois s'exprimer précisément sur les quote-parts en pour-cent. Ces trois participants proposent en outre un nouvel alinéa précisant que la compensation des services-système n'est pas soumise aux principes évoqués plus haut du report des coûts.

SZ, JU et l'EnDK exigent un réexamen de l'ancienne proposition de l'EnDK, avec une clé de répartition des coûts de 90 % selon la puissance nette et de 10 % selon la consommation brute d'énergie.

AG reproche à la présente formulation de ne prendre en compte ni la proposition de l'EnDK ni celle de la branche électrique.

Le PS privilégie la méthode nette à l'état pur.

SES; Greenpeace, WWF et SATW regrettent que cette réglementation donne en matière de politique énergétique des signaux défavorables aux consommateurs irréguliers, économes, à la production décentralisée et au courant de pointe. L'UP s'exprime dans le même sens, exigeant un remaniement au profit des intérêts de l'approvisionnement décentralisé de courant.

3.9 Art. 8 (Rétribution de l'acheminement en fonction de critères d'efficacité)

Le PS; kf et SKS estiment que les valeurs de comparaison de l'OFEN sont nécessaires pour prévenir le report de coûts superflus sur les clients.

UR, VS et la CGCA approuvent l'idée de garantir l'efficacité dans le domaine du réseau restant soumis au monopole à l'aide de valeurs de comparaison. Il s'agit toutefois de vérifier à nouveau la conformité à la loi de cette disposition. UR et VS souhaitent que la réglementation ne porte que sur les points nécessaires à un acheminement efficace.

ZH et Sierre font remarquer qu'une pression portant exclusivement sur les prix risque d'avoir des répercussions négatives sur la sécurité de l'approvisionnement, et donc qu'il faudrait également tenir compte de critères techniques et liés à l'exploitation (fréquence et durée des interruptions), qui renseignent sur la qualité et la fiabilité du réseau.

TI approuve l'introduction d'un tel concept d'efficacité, mais s'oppose à des dispositions détaillées non conformes à la loi.

ewz accepte le benchmarking comme instrument d'évaluation et d'augmentation de l'efficacité. Il faudrait toutefois examiner d'autres modèles que la méthode lourde et compliquée proposée.

SH, AR, AI, SG et TG demandent à ce que les critères d'évaluation des gains en efficacité soient précisés si, à l'encontre du principe de coopération et de subsidiarité inscrit dans la loi, le Conseil fédéral devait tenir à son concept. AEK et ReLL s'expriment dans le même sens.

Les Verts, Enerdis et Lausanne reprochent au système de benchmarking envisagé de pousser à des coupes lourdes dans l'entretien des réseaux, conduisant à une multiplication des pannes, à une diminution de la qualité du service et à des suppressions d'emplois, sans procurer pour autant aux consommateurs de substantiels avantages en termes de coûts. La CSC et Yverdon-les-Bains s'expriment dans le même sens.

De l'avis du ps-vd, la fixation du plafond admis pour le chiffre d'affaires protège sans doute les consommateurs, mais non les exploitants. En outre, cet instrument rappelle l'exemple californien.

Le PRD et EWH doutent de la viabilité de la procédure expliquée dans le rapport explicatif (comparaison des coûts imputables fondés sur des valeurs comptables avec les coûts calculés par les exploitants sur la base des valeurs de remplacement). Avec les comparaisons préconisées, les investissements au titre de l'extension du réseau qui généreraient des recettes insuffisantes, voire nulles, défavoriseraient l'exploitant concerné (conditions de crédit moins favorables).

De l'avis de l'UVS et de SWS, il n'est guère logique de changer de modèle d'évaluation entre l'art. 6 (valeur comptable) et l'art. 8 (valeur de remplacement).

Pour IGEB, SWISSMEM, ZPK, Glas et VSSV, il y a eu un pas en arrière par rapport à l'avant-projet de l'ordonnance: la possibilité de procéder à des comparaisons entre entreprises a disparu, de même que l'instrument des objectifs d'efficacité. Les participants concernés proposent donc de réintroduire ces deux instruments.

La FRC demande qu'il soit expressément prévu d'allouer à l'OFEN les moyens et les compétences nécessaires à l'application de ces articles.

L'OFT remarque que les valeurs comparatives sont illusoire pour le réseau électrique des chemins de fer, faute d'un réseau comparable en Suisse. Cette absence de valeur de comparaison, et donc la mise en œuvre problématique de la disposition, laissent une marge de manœuvre aux CFF.

La FRSP, l'USIE; l'AES, l'ASE, VEE; PKES; SATW; Berneck, BOG, Ebnet-Kappel, EW Höfe, Gruyère, Klingnau, Niederhelfenschweil, Oberbüren, Rüthi, la SEFA, sgs, 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 et Würenlingen exigent que cet article soit biffé, ou du moins qu'il soit rendu conforme à la loi et à la délégation de compétences selon la LME. L'office fédéral s'arroge en effet sans base légale le rôle de régulateur. Selon l'art. 6, al. 3, LME, le Conseil fédéral édicte les principes qui permettent de fixer la rétribution. Il incombe en revanche aux exploitants de calculer la rétribution de l'acheminement, selon l'art. 10 LME. Quant à l'évaluation de la rétribution de l'acheminement, y compris l'efficacité de l'exploitation du réseau, elle relève uniquement de la compétence de la commission d'arbitrage.

A défaut de critères suffisamment fiables permettant de prévoir toute détérioration de la qualité ou défaut d'entretien, SIE SA suggère de supprimer ces articles.

EBL propose de biffer les consignes servant au calcul des plafonds admis pour le chiffre d'affaires de la valeur de comparaison.

AEW et EKT proposent de biffer les al. 4 à 7, en invoquant l'absence de base légale.

Al. 1:

La SPR propose de supprimer la seconde phrase.

Le CP regrette l'absence de définition claire de la valeur de remplacement.

D'après EBM, une comparaison en matière d'efficacité n'est pertinente qu'à condition d'utiliser les valeurs de remplacement. EBM juge très discutable qu'une instance régulatrice extérieure effectue les comparaisons en matière d'efficacité.

Al. 2:

La possibilité de répercuter sur les consommateurs les taxes dues aux pouvoirs publics correspond, selon la SSIC et l'UCE, à une brutale prise de bénéfice. Il faut donc prévoir un instrument approprié pour empêcher cette situation. L'UCE propose à cet effet d'introduire des valeurs se prêtant à des comparaisons internationales ainsi que des objectifs en matière d'efficacité.

Al. 3:

rheinaubund propose de mentionner aussi les mesures prises au titre de la protection de la santé et de l'environnement comme différences d'ordre structurel non influençables.

Le CP demande des exemples concrets de différences d'ordre structurel non influençables.

Al. 4:

S'agissant du plafond annuel admis pour le chiffre d'affaires (modèle de régulation «price-cap»), la Comco suggère d'intégrer à la fois un indice des prix adéquat et les gains de productivité attendus des entreprises non concernées. La Comco signale par ailleurs que les gains d'efficacité au cours d'une période de régulation ne doivent pas constituer des rentes de monopole au sens de l'art. 6, al. 2, LME.

L'UP voit ici l'amorce d'une surveillance ou d'une fixation des prix par l'Etat, ce qui est tout à fait inopportun d'un point de vue économique. De l'avis de l'UP et du CP, la fixation d'un plafond pour le chiffre d'affaires n'est pas compatible avec un système économique libéral, resp. la libéralisation.

atel et SBDK proposent pour la période de régulation une durée minimale de 5 ans.

Al. 5 et 6:

Selon le CP, les coûts administratifs supplémentaires à attendre sont en contradiction avec la libéralisation.

EBM juge excessif le délai d'annonce de 90 jours avant le début de la période de référence, et trop court celui de 90 jours après la fin de la période de référence (comptes annuels).

BS et IWB proposent le complément suivant: «Si les frais financiers augmentent sensiblement en raison d'investissements ou de fortes variations des taux d'intérêt sur le marché des capitaux (...)».

EBM propose de supprimer le terme «sensiblement». En effet, les frais financiers devraient être imputables pour tout investissement nécessaire.

3.10 Art. 9 (Fixation de la rétribution de l'acheminement)

Cet article est inacceptable pour Les Verts, la CSC, Enerdis, La Chaux-de-Fonds, Lausanne et Yverdon-les-Bains. Le risque existe que les coûts générés par les clients qui changent fréquemment de fournisseur doivent être supportés par les autres clients. En outre, les petits consommateurs auraient à payer la taxe de puissance de 70 % pour les coûts du réseau (art. 7), d'où des hausses du prix de l'électricité.

Le PRD et le CP jugent les dispositions proposées compliquées et peu transparentes, ce qui pourrait causer d'importants problèmes d'exécution.

Al. 1:

L'AES; atel, EGL, ESI et FMB proposent une nouvelle formulation, en s'appuyant sur l'art. 10 LME:

«¹ Les exploitants de réseaux déterminent chaque année la rétribution qui leur est due pour l'acheminement du courant.»

Al. 2:

La FPE entend absolument conserver la définition d'un niveau de tension qui comprenne un des quatre niveaux de même tension et le niveau de transformation immédiatement supérieur, pour garantir ainsi la sécurité et la qualité de l'approvisionnement. IGEB, ZPK et Glas sont également d'accord de prévoir quatre points de prélèvement au lieu des sept initiaux.

EKZ, ewz, lbk, swisspower, Thun, Winterthur approuvent le modèle des 4 niveaux, qui assure la solidarité des prix exigée par la LME.

Le PS et SKS proposent de parler à la let. c de «rétribution par niveau de tension», pour prévenir toute discrimination des petits consommateurs. Migros; HIAG, IGEB, JURA, McDonalds, Tela, Watt exigent également la suppression de «et par catégorie de clients», selon l'objectif de la neutralité concurrentielle.

acsi, la FRC et kf exigent que, conformément à la let. b, la distance ne soit expressément pas prise comme critère pour la rétribution, afin de prévenir toute discrimination à l'égard des clients établis dans des communes éloignées.

STV exige la prise en compte de la distance pour soutenir l'approvisionnement décentralisé et centré sur la consommation.

NW, BS; AEK, EBM, IWB, onyx, sn energie contestent le modèle à 4 niveaux et exigent la mise en œuvre du modèle à 7 niveaux proposé par la branche.

L'AES; atel, les FMB, eos, ESI, SIE SA proposent la formulation suivante à la let. c: «... rétribution uniforme par niveau de réseau et par catégorie de clients», et donc le modèle à 7 niveaux.

De l'avis de EWH, il n'y a pas une seule réponse juste à la question de savoir s'il faut différencier les coûts d'acheminement selon 4 niveaux de tension ou selon 7 niveaux de réseau. EWH recommande donc de prévoir une disposition transitoire pour exclure toute hausse des prix consécutive au passage de 7 niveaux à 4 et invite à examiner avec la branche les effets des deux modèles.

IGEB, SWISSMEM, ZPK et Glas proposent de parler de rétributions (pluriel).

Al. 3 et 4:

BS et IWB jugent suffisante la réglementation fixée à l'al. 3 sur la structure de la rétribution de l'acheminement. Il s'agit donc de biffer l'al. 4, qui délègue au département la compétence d'édicter des directives relatives à ladite structure.

L'AES; atel, EGL, ESI et les FMB préconisent une nouvelle formulation: «³ Les exploitants de réseaux élaborent les exigences minimales pour la structure de la rétribution. Le département peut édicter des principes dans ce sens.» et la suppression de l'al. 4.

AEK et ReLL exigent la suppression de l'al. 3, la fixation des prix étant l'affaire des entreprises. IBA, Muhlen et Oberentfelden proposent également de supprimer l'al. 3, vu qu'il existe d'autres modèles de détermination des prix, p. ex. avec une composante forfaitaire, qui sont à la fois transparents quant à aux imputations faites, simples et fixés en fonction des coûts.

SES propose de prescrire des tarifs d'acheminement uniformes et comparables, avec des prix de l'énergie variant dans le temps.

Migros; HIAG, IGEB, JURA, McDonalds, Tela, Watt proposent de reformuler la let. a: «La rémunération de l'acheminement se compose d'une taxe de puissance et d'un prix de l'énergie.», pour exclure l'éventualité qu'il y ait plusieurs prix de l'énergie et taxes de puissance par niveau de tension.

EKZ, energiepool, ibk, SIE SA, VKE, Wetzikon, Windisch proposent de reprendre la formulation de la fédération BOG pour la let. a: «... se compose de taxes de puissance, d'un prix de base et du prix de l'énergie...», vu que sans taxe d'abonnement, les petits clients ne versent pas une contribution suffisante aux coûts généraux du réseau.

EKT exige la suppression de la deuxième phrase de la let. a (prise en compte de la simultanéité des charges individuelles du réseau), au motif qu'elle n'est techniquement pas réalisable.

IB Zürich propose de compléter ainsi la let. b: «Le principe est d'avoir une part maximale des composantes liée à la consommation.», vu que les consignes relatives à la structure de la rétribution de l'acheminement sont trop imprécises sous l'angle de la politique énergétique.

EWB, ewl, ewz, IG FKW, swisspower, Thun suggèrent les adaptations suivantes, en se référant aux recommandations du DFTCE (aujourd'hui DETEC) datant de mai 1989 sur les tarifs des énergies distribuées par lignes: let. a: «La rétribution de l'acheminement se compose des taxes de puissance et du prix de l'énergie. Le prix de l'énergie peut varier dans le temps. Pour fixer (...); let. b: «... disproportionnés, ou la taxe de puissance être répartie sur le prix de l'énergie qui leur est facturé.»

L'UVS; SIE SA, SWS, Wetzikon, Windisch proposent de conserver à la let. c les taxes pour la facturation et la fourniture de données (dans le cadre d'une taxe de base).

acsi et la FRC recommandent de mettre à la disposition des consommatrices et des consommateurs, gratuitement et sans coûts supplémentaires, toute information qui leur serait utile.

Al. 5:

L'AES; atel, les FMB et ESI préconisent d'adapter la formulation: «⁵ ... de façon uniforme par niveau de réseau et groupe de clients...».

Al. 6:

TI exige du département une évaluation et des explications à propos des conséquences possibles, pour les producteurs d'électricité tirée de la force hydraulique, de l'introduction d'une rétribution pour l'injection d'énergie.

3.11 Art. 10 (Annonce et publication de la rétribution de l'acheminement)

LU, UR, SZ, NW, SO, BL, TI, VS, JU, l'EnDK et la CGCA proposent le complément suivant: «annoncent à l'office et aux cantons, pour le...» ou «et au canton de site», pour que ceux-ci puissent aussi s'acquitter de leur tâche prescrite à l'art. 12, al. 2.

Le CP demande quelle est la procédure applicable lorsqu'un exploitant doit adapter sa rétribution en cours d'année et non à la fin de l'année civile.

SIE SA propose d'harmoniser les délais des art. 10 et 8. SIE SA note que l'obligation d'annonce jusqu'au 30 novembre oblige les entreprises d'approvisionnement à calquer leur calcul des coûts sur l'année hydrologique, alors que la plupart des entreprises effectuent leur bouclage des comptes à la fin de l'année civile.

AEW et EKT proposent une manière de procéder échelonnée dans le temps, vu que les exploitants du réseau de tension inférieur ont également besoin, pour calculer leurs rétributions de l'acheminement, de données relatives aux coûts des réseaux plus élevés.

AEK constate que selon la LME, il faut publier les rétributions de l'acheminement, mais que selon le projet d'ordonnance il faut en informer également l'office, d'où un surcroît de travail. En outre, c'est la commission d'arbitrage et non l'OFEN qui doit être compétente pour contrôler et évaluer les rétributions de l'acheminement.

3.12 Art. 11 (Services-système pour les autoproducteurs et les réseaux électriques des chemins de fer)

Le PRD; EWH et sn energie recommandent de contrôler la compatibilité des art. 7 et 11 en collaboration avec la branche: si à l'art. 7, l'énergie des autoproducteurs est prise en compte selon le principe brut dans le report des coûts entre les niveaux de tension, tel n'est pas le cas à l'art. 11.

La SSIC exige le maintien absolu de la méthode nette, faute de quoi les exploitations industrielles produisant elles-mêmes leur courant et n'utilisant le réseau qu'un petit nombre d'heures par année auraient à supporter pour leur production propre des taxes d'acheminement de 100 %.

SES propose de biffer cet article, au motif que la catégorie de prix «services-système» permet de contourner l'acheminement gratuit de l'électricité tirée des énergies renouvelables et que cet instrument permet encore de faire payer le couplage chaleur-force décentralisé.

atel, EGL et SBDK proposent de biffer l'al. 1, étant donné que les services-système sollicités ne sont ni définis, ni calculables, ni individualisables.

Pour eos, l'interprétation de la notion des services-système effectivement sollicités apparaît peu claire. eos propose donc de reformuler la disposition pour éviter tout conflit d'interprétation.

EWB, ewz, IWB, swisspower, Thun et Winterthur suggèrent d'ajouter la phrase suivante à l'al. 1: «Les entreprises d'approvisionnement sont assimilées aux autoproducteurs pour leur offre de contracting.» Cette proposition est fondée sur le fait que les services industriels s'engagent fortement dans le domaine du contracting, également dans le cadre du label «naturemade star». A défaut d'une telle assimilation aux autoproducteurs, ces entreprises d'approvisionnement seraient discriminées et le label menacé.

EWB, ewl, ewz, swisspower et Thun proposent de créer un nouvel art. 11^{bis}: «L'acheminement servant à l'exploitation de pompes destinées à l'alimentation de centrales à pompage-turbinage est exempté du paiement de la rétribution.», pour éviter que l'énergie correspondante ne soit soumise à deux reprises à la rétribution de l'acheminement.

3.13 Art. 12 (Compensation des différences excessives de coûts d'acheminement)

Acceptent la solution à 25 %:

ZH, SH, AR, AI, SG, TG; le PS; kf, SKS considèrent que la limite de 25 % représente un compromis défendable et approuvent la création d'un fonds de compensation en cas de dépassement de cette valeur. IGEB ainsi que Swissmen, ZPK et Glas approuvent expressément ce seuil de 25 %.

La FRC, bien que favorable à la fixation du seuil maximal de variation admis de 25 %, n'est pas à même d'en juger la pertinence. Ce seuil devrait également valoir au sein d'un canton.

UR, VS, la CGCA considèrent le pourcentage de 25 % comme un seuil maximal et en proposent le contrôle périodique, fixé dans un nouvel al. 3: «³ Le pourcentage fixé à l'al. 1 fait l'objet de contrôles périodiques, dont le premier doit avoir lieu deux ans après l'entrée en vigueur de la loi.»

Exigent moins de 25 %:

LU et l'EnDK jugent la limite de 25 % excessive et proposent de ce fait de la ramener à 20 %.

Aux yeux de TI, la différence de 25 % est exagérée, raison pour laquelle il faudrait lui préférer la solution de l'EnDK ou celle de la CGCA.

Exigent plus de 25 %:

SZ, BS, BL; le PRD; EBL, energiepool, EW Höfe, IWB et SBDK s'opposent au nivellement prévu des rétributions, en renvoyant parfois aux grandes différences qui existent déjà, et proposent de fixer un seuil à 50 %.

Selon AEK, les cantons ou la Confédération forceront à la pratique des regroupements de réseaux si la valeur est fixée à 25 %, raison qui dicte d'admettre des différences d'au moins 50 %.

L'AES, l'ASE; Altstätten, atel, axpo, Berneck, Diepoldsau, Ebnet-Kappel, EGL, EKZ, ESI, ESR, EWVA, les FMB, ibk, IG Rheintal, Klingnau, Niederhelfenschwil, SAK, Schmerikon, sgsw, TBF, TBM, VAS,

VELO, Waldkirch, Widnau, Wittenbach, Würenlingen et Zuzwil estiment que le seuil de 25 % est bien trop bas et proposent de le relever à 50 %. Ils invoquent l'absence de base de données, la non-prise en compte délibérée des injections aux niveaux inférieurs du réseau, et la pression massive subie par la structure de l'approvisionnement en électricité.

L'UVS; IB Zürich et St. Gallen jugent insuffisante la limite d'intervention prévue à 25 %, vu que l'évolution des prix d'acheminement est ouverte dans l'optique actuelle. Il existe en outre un risque de subventionnements croisés entre les exploitants de réseaux efficaces et les réseaux inefficaces. Il est inacceptable par ailleurs d'ôter les avantages d'une position centrale, vu que celle-ci implique aussi des coûts. D'où la proposition d'une valeur de 50 %.

EWB, ewz, IG FKW, swisspower, Thun et Winterthur exigent le relèvement à 50 % du seuil maximal et la suppression du passage «et l'institution d'un fonds de compensation» à la dernière phrase de l'al. 1. Ils soutiennent une compensation appropriée entre les régions excentrées et les agglomérations. Mais celle-ci devrait s'effectuer en premier lieu au moyen de la réunion des réseaux et non par le biais d'un mécanisme bureaucratique de compensation.

EWH estime que la fourchette de 25 % existe déjà aujourd'hui. D'où la recommandation d'en prévoir le relèvement à 50 %, et d'introduire un délai transitoire avec des évaluations statistiques.

AEW et VTE souhaitent une formulation plus claire, vu que l'art. 6, al. 5, LME ne se réfère pas à la rétribution moyenne à l'intérieur d'un canton, mais à la plus élevée et à la plus faible, ce qui creuse les écarts (au moins 50 %).

Aux yeux de la SSIC, cette disposition doit être biffée. Le cas échéant, il faudrait réserver la réglementation aux véritables cas de rigueur, présentant par exemple un écart supérieur à 50 %.

Orbe juge que le taux de dépassement de 25 % est arbitraire et trop bas. Il devrait être porté au moins à 50 %, voire à 100 %. EBM, EKT et onyx proposent son relèvement à 100 %, vu que les excès de solidarité génèrent des coûts et une hausse des prix, et que l'efficacité mérite d'être récompensée.

EBS propose de fixer la barre à 75 % au moins. La valeur proposée de 25 % constitue un empiètement majeur, et donc disproportionné, sur l'autonomie des entreprises, et souvent aussi sur celle des communes dont les entreprises offrent des prix avantageux.

Ne proposent aucun seuil précis:

FR, VD, VS, NE, GE; les EEF, Enerdis, Gruyère, La Chaux-de-Fonds, la SEFA et SIE SA jugent le seuil de 25 % comme irréaliste, à la lumière de l'exemple norvégien. Lors de toute comparaison, il s'agit de prendre en compte les conditions topographiques, le degré d'urbanisation, la densité de consommation et l'effet des moyens de production raccordés aux réseaux comparés. Ce dernier élément peut générer de substantielles différences de coûts entre les réseaux avec ou sans injection de courant, s'agissant de la répartition des coûts entre les niveaux supérieurs et inférieurs. eos partage cet avis, en proposant toutefois une valeur de 50 %.

Sierre renonce à se prononcer sur le seuil de 25 %, qui lui paraît trop bas à première vue. Par contre, elle juge nécessaire de préciser quelle valeur de comparaison doit être prise en compte (valeur théorique standardisée calculée sur la base de la valeur de remplacement). D'autre part, il

faudrait préciser que la comparaison doit se faire sur les trois niveaux de tension ensemble et non séparément. En outre, il faudrait supprimer la dernière phrase de l'al. 1.

AG juge insuffisante la valeur de 25 %, qui ne tient pas compte des écarts existants. Il s'agit donc d'assouplir la limite.

JU exige la reformulation de l'art. 12, pour garantir le maintien de la cohésion suisse, qui constitue l'un des objectifs principaux de la loi.

acsi préférerait à un pourcentage fixe une garantie expresse de non-discrimination.

SWS juge superflue cette procédure d'intervention régulatrice et propose donc de la supprimer.

3.14 Art. 13 (Coûts et recettes des échanges internationaux d'électricité)

LU, UR, SZ, BS, BL, TI, VS, JU, l'EnDK, la CGCA; la SSIC; IWB et Sierre demandent à ce que le courant en transit règle l'intégralité des coûts du transport transalpin.

Al. 1:

L'AES; Coop; Altstätten, atel, axpo, Berneck, Diepoldsau, Ebnat-Kappel, EGL, EKZ, eos, ESI, EWVA, les FMB, ibk, IG Rheintal, Niederhelfenschweil, Oberbüren, Rütli, SAK, SBDK, Schmerikon, TBF, TBM, Waldkirch, Widnau, Wittenbach et Zuzwil proposent de biffer cet alinéa, étant donné l'impossibilité pratique d'afficher séparément les coûts de transit, des importations et des exportations.

Al. 3:

L'AES; atel, les FMB et ESI proposent de reformuler la let. b: «des amortissements anticipés des installations du réseau de transport servant aux échanges internationaux de courant ou au financement d'extensions correspondantes du réseau de transport.», au motif que les recettes tirées des échanges internationaux d'électricité doivent affluer à nouveau dans ce domaine.

EGL recommande de créer une nouvelle let. c: «Les recettes restantes doivent être créditées aux propriétaires de réseaux par qui les émoluments au titre de la congestion auront été obtenus». Pour EGL, il est légitime que les propriétaires de réseaux revendiquent une participation s'ils obtiennent sur le marché des recettes plus élevées, à preuve les exemples étrangers de ventes aux enchères.

3.15 Art. 14 (Changement de fournisseur, acquisition d'électricité sans contrat de fourniture)

L'art. 14, al. 1, rencontre l'approbation de: IGEB, la FRC, Migros, la Comco, HIAG, JURA, McDonalds, Tela et Watt. Quelque 29 participants exigent la limitation à un changement de fournisseur par an: 26 d'entre eux souhaitent facturer les changements supplémentaires au nouveau fournisseur de courant (AEW, Altstätten, axpo, Berneck, Diepoldsau, Ebnat-Kappel, EKT, EKZ, EWVA, ibk, IG Rheintal, Niederhelfenschwil, Oberbüren, rsp, Rütli, SAK, Schmerikon, Sevelen, sgsw, St. Gallen, TBF, TBM, Waldkirch, Widnau, Wittenbach, Zuzwil), et trois souhaitent les facturer aux consommateurs (PRD; AEK, EWH). BL, EBM, onyx et Sierre exigent aussi la limitation des changements gratuits de fournisseurs, sans en préciser toutefois le nombre par période. Par ailleurs, 9 participants demandent que le nouveau fournisseur d'électricité supporte les frais de changement (ASIG; PKES; Dintikon, energiepool, ESR, ewl, VAS, VTE, Würenlingen). 18 participants souhaitent

encore que l'article soit remanié selon le principe du «pollueur payeur» (BS, VS; CSC; UVS; BOG, CP, eos, FRSP, IG FKW, IWB, Oberentfelden, Opfikon, SIE SA, sn energie, VKE, Wetzikon, Windisch, Yverdon-les-Bains). L'AES, atel, les FMB et ESI demandent enfin l'ajout de la précision suivante.

«... leur contrat de fourniture d'électricité dans le délai imparti et pour un terme de résiliation ordinaire, l'exploitant...»

Les Verts et Lausanne sont fondamentalement hostiles et blâment que «l'on tient à subventionner les aventuriers de l'énergie au détriment de consommateurs qui privilégient la qualité de l'approvisionnement».

25 participants proposent de remplacer, à l'al. 2, «... aux prix du marché» par «... à leurs conditions...» (PKES; AEW, Altstätten, axpo, Berneck, Diepoldsau, Ebnat-Kappel, EKZ, EWVA, ibk, IG Rheintal, Niederhelfenschwil, Oberbüren, Rüthi, SAK, Schmerikon, TBF, TBM, VAS, VTE, Waldkirch, Widnau, Wittenbach, Würenlingen, Zuzwil). L'AES, atel et SBDK proposent de biffer simplement l'al. 2, tandis qu'eos et ESI demandent sa reformulation. Il ne devrait en principe pas y avoir de livraison de courant sans contrat, critiquent enerdis, la FRC, la SEFA, tandis que le ps-7d redoute des prix surfaits. OW proteste contre le manque de clarté des explications.

L'ASIG et Winterthur exigent un nouvel al. pour régler les cas de faillite de fournisseurs de courant.

3.16 Art. 15 (Facturation)

IGEB, Coop, Migros, SATW, la CFC, HIAG, Jura, McDonalds, Tela et Watt se rallient à la proposition actuelle. En principe, les organisations de défense des consommateurs (acsi, FRC, kf, SKS) et le PS exigent une facturation transparente ou uniforme. Quant aux Verts et à Lausanne, ils reprochent aux factures de ne pas être compréhensibles pour les consommateurs. La CSC exige de réduire les paramètres des factures, tandis que SATW et AEK souhaitent y voir figurer les taxes et les émoluments sur l'électricité. AEW, Sierre et VTE aimeraient que les factures établies puissent inclure à la foi l'électricité et les coûts du réseau. De l'avis de l'UDC, de Diepoldsau, EGBH, IG Rheintal, REG AG, Rüthi, sgsw, VSSV et Widnau, il y a surréglementation.

Quelque 57 participants (ZH, SH, AR, AI, SG, TG; AES, VEE; PKES; UVS; Altstätten, axpo, BOG, Enerdis, EBL, Ebnat-Kappel, EKZ, Energiepool, eos, ESI, ESR, EWB, EW Höfe, ewl, EWVA, EWZ, FRSP, Gruyère, ibk, IB Zürich, IG FKW, Niederhelfenschwil, Oberbüren, rsp, SAK, Schmerikon, la 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) souhaitent modifier l'al. 1 comme suit:

«Si des consommateurs finaux éligibles acquièrent...».

SES et le CP souhaitent supprimer l'al. 1, let. b, tandis qu'EBM et onyx préconisent de facturer séparément les services-système et l'acheminement gratuit du courant.

18 participants (AEK, AEW, Altstätten, axpo, EBM, Ebnat-Kappel, EKZ, EWVA, ibk, Niederhelfenschwil, Oberbüren, SAK, Schmerikon, TBF, TBM, Waldkirch, Wittenbach et Zuzwil) proposent à l'al. 1 une nouvelle let. c «l'énergie d'appoint et la puissance d'appoint, ainsi que l'énergie réactive achetée;» (l'ancienne let. c devient la let. d)...

BS, BL et IWB exigent de compléter l'al. 1, let. c, ainsi: «... pour l'exploitant du réseau ou une disposition de la législation cantonale sur l'énergie».

SWISSMEM, AEK, EKT, eos et la FRSP exigent de biffer complètement l'al. 2, let. b, et SATW demande de remplacer le terme «provenance» par le terme «origine». Selon le ps-vd, cette réglementation est inutilisable.

3.17 Art. 16 (Groupes-bilans)

L'art. 16 est approuvé par l'UCE et VSSV; IGEB, ZPK et Glas ne le contestent pas.

Quelque 25 participants souhaitent biffer cet art. et le remplacer par une réglementation de branche (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 et Zuzwil). La SSIC souhaite que la Suisse forme un seul territoire pour les bilans. L'USS, le CP et Sierre s'y opposent résolument. BS et IWB revendiquent une seule zone de réglage et un modèle de groupe-bilan efficace. Selon ESI, il appartient à la Société pour l'exploitation du réseau de régler la question des groupes-bilans.

A l'al. 1, les CFF préconisent une formulation plus précise quant à la formation des groupes-bilans et à leur délimitation. 7 participants (EWB, ewl, ewz, IG FKW, swisspower, Thun, Winterthur) proposent la formulation suivante: «Les consommateurs finaux font partie du groupe-bilan du fournisseur qui en tout temps s'occupe des livraisons de courant nécessaires à l'adaptation du profil de charge. Les achats selon un programme prévisionnel auprès d'autres fournisseurs sont possibles, à l'intérieur comme à l'extérieur des groupes-bilans. Les consommateurs finaux ...»

Pour l'al. 3, l'AES et les FMB considèrent que les droits et les obligations des responsables de groupes-bilans devraient être fixés dans le modèle du groupe-bilan. Toujours à l'al. 3, l'AES, la Comco, AEK, atel, EGL et SBDK préconisent que ce soit la commission d'arbitrage et non l'office qui tranche les litiges. Enfin, AEW et EKT jugent superflue toute disposition sur les litiges.

A l'al. 4, l'AES, AEK, AEW, atel, les FMB, EGL et SBDK veulent que la société pour l'exploitation du réseau – et non l'office – fixe les exigences, et qu'une nouvelle disposition confère à la commission d'arbitrage le pouvoir de trancher en cas de litige. EKT souhaite en revanche conférer à la branche la compétence de fixer les exigences, l'office étant l'instance d'approbation.

3.18 Art. 17 (Energie d'ajustement à la consommation)

L'UCE et VSSV approuvent cet article, que ne contestent pas IGEB, ZPK et Glas. En revanche, 18 participants (PKES; Altstätten, axpo, Ebnet-Kappel, EWVA, EKZ, ibk, Niederhelfenschwil, Oberbüren, SAK, Schmerikon, TBF, TBM, VAS, Waldkirch, Wittenbach, Würenlingen et Zuzwil) exigent de le biffer et de régler les points concernés au sein de la branche électrique. La SSIC est d'avis que la Suisse ne forme qu'un territoire de bilan et de réglage. BS et IWB exigent de même une seule zone de réglage et un modèle efficace de groupe-bilan. Quant à la Comco, elle réclame la garantie que les prix de l'énergie d'ajustement à la consommation puissent être vérifiés. Et selon les EEF, la société pour l'exploitation du réseau ne doit pas avoir l'exclusivité de la fourniture de l'énergie d'ajustement à la consommation.

D'après l'AES, les FMB, EGL et ESI, il faudrait supprimer complètement la 2^e phrase de l'al. 1 (décompte à intervalles de ¼ heure).

Les principes de la formation des prix évoqués à l'al. 2 devraient être adoptés par la commission d'arbitrage et non le département (atel, SBDK), ou tout au moins ne pas être soumis à l'approbation de ce dernier (AEW, CP, EGL, EKT). IGEB; Migros; HIAG, JURA, McDonalds, Tela et Watt souhaitent prescrire la compensation de l'énergie d'ajustement à la consommation la semaine suivante, si celle-ci se situe dans une fourchette de $\pm 5\%$.

IGEB, ZPK et Glas approuvent expressément l'al. 3 comme judicieux.

3.19 Art. 18 (Comptabilité et présentation des comptes)

VS propose d'élaborer un modèle plus simple et plus efficace, vu que les exigences prescrites alourdissent les coûts du réseau.

L'USIE; l'AES, VEE; PKES; Altstätten, axpo, Berneck, les FMB, Diepoldsau, EBL, Ebnet-Kappel, EKZ, ESI, ESR, EW Höfe, EWVA, Gruyère, ibk, IG Rheintal, Niederhelfenschwil, Oberbüren, Rüthi, SAK, Schmerikon, sgs, Sopracenerina, TBF, TBM, VAS, VBE, VELO, Waldkirch, Widnau, Wittenbach, Würenlingen et Zuzwil proposent la reformulation suivante: «Les exploitants de réseaux élaborent à propos de la structure des comptes des entreprises opérant dans la production, le transport ou la distribution d'électricité, des directives concernant la séparation comptable des activités (unbundling) dans le compte financier, en incluant les exigences minimales imposées aux exploitants. Le département peut édicter des principes à ce sujet.», en renvoyant au corpus de règles déjà élaboré par la branche.

SES critique la séparation comptable des secteurs sous monopole et de ceux soumis à la concurrence, préjudiciable à une franche concurrence.

Selon Coop, la séparation au niveau de la présentation des comptes doit être claire et pratique à mettre en œuvre: aucune restriction ne doit être permise ici.

AVES propose de biffer cet article, qui décrit des opérations universellement reconnues.

Al. 1:

EBM suggère de préciser que les achats de courant à des tiers au titre d'énergie d'ajustement à la consommation, pour compenser des pertes de transport ou pour la consommation propre peuvent figurer indifféremment dans les comptes relatifs au transport ou à la distribution.

Al. 3:

Le CP juge que trop de publications sont demandées, d'où des risques de confusion et des coûts importants. L'UVS, St. Gallen et SWS s'opposent à une publication sans restriction, faute de savoir où et comment la publication doit s'effectuer. Il suffirait que les informations exigées soient remises à la requête des autorités.

Sierre propose que la publication des comptes annuels intervienne au plus tard 6 mois après la clôture de l'exercice et non pendant.

Orbe juge que l'exigence de publier une partie explicative ne se justifie pas, et que l'entreprise doit rester libre de juger de cet élément.

3.20 Art. 19 (Restrictions illicites à la concurrence)

Selon le PS; SES; acsi, la FRC, kf, SKS et le WWF, cet article est formulé de manière trop peu claire. Le Conseil fédéral devrait en effet intervenir rapidement, en cas de constitution d'oligopoles ou si une pénurie grave se dessinait. L'observation de la situation, les examens et une plainte à la Comco ne suffisent pas.

La SSE suggère de régler non seulement les perturbations du marché dues à des «prix disproportionnés», mais aussi celles dues au dumping.

Migros part du principe que la Suisse est bien intégrée dans le réseau interconnecté européen et que le marché crée suffisamment d'incitations à fournir l'approvisionnement nécessaire. Migros juge adéquate la garantie supplémentaire qu'apporte l'art. 19.

Le ps-vd évoque un problème de délais. Si des restrictions dans la production ou des prix disproportionnés peuvent apparaître très vite, les mesures prévues demandent beaucoup de temps pour prendre forme.

Le PRD juge ces dispositions inopportunes: le réseau offre déjà par sa structure une sécurité d'approvisionnement suffisante, et la loi donne d'autres garanties. Cet article est donc à biffer.

Pour l'AES; atel, les FMB et ESI, ce n'est pas à l'office de suivre l'évolution du marché. Cette tâche est de la compétence de la Comco et de la commission d'arbitrage. L'article est donc à supprimer.

3.21 Art. 20 (Perturbation ou menace de la sécurité de l'approvisionnement)

Selon TI et la CGCA, il y a là une marge de manœuvre supplémentaire dont pourrait tirer parti la force hydraulique. Par analogie à l'art. 4, il serait possible de prévoir des ventes aux enchères si la sécurité de l'approvisionnement était perturbée ou menacée, ventes où la préférence serait donnée aux fournisseurs d'électricité produite à partir d'énergies renouvelables. Cette exigence vaudrait aussi pour les mises au concours prévues.

TI souhaite en outre que le titre devienne: «Garantie de la sécurité de l'approvisionnement». D'où la modification de l'art. 20: «... le département transmet au Conseil fédéral, d'entente avec le Département fédéral de l'économie et après avoir pris contact avec les autorités cantonales concernées, des propositions de mesures visant à assurer l'approvisionnement national et son financement, en particulier:»

La CEATE E/N voit dans la sécurité de l'approvisionnement un thème d'intérêt majeur. Or l'ordonnance n'a pas suffisamment clarifié ce point. La commission recommande donc au Conseil fédéral de donner davantage de poids à la sécurité de l'approvisionnement dans l'ordonnance, en perspective notamment du vote référendaire sur la LME.

acsi considère aussi la sécurité comme un thème central de la LME et de l'OME. Le Conseil fédéral doit donc disposer des moyens requis pour intervenir, le cas échéant, de manière directe et efficace.

Le PS juge que l'art. 20 ne garantit pas un approvisionnement sûr, mais permet seulement à la Confédération de prévoir des mesures ultérieures et agissant à moyen terme pour limiter les dégâts. En vertu de la LME, le maintien des réserves est une tâche qui incombe à l'exploitant. Le Conseil

fédéral est donc tenu de quantifier l'énergie de réserve nécessaire aux exploitants et d'en fixer l'indemnisation.

Le PDC partage l'intention poursuivie par l'article, tout en doutant que les conditions nécessaires à son application (perturbation majeure de la sécurité de l'approvisionnement dans le pays) apparaissent un jour. Même si, politiquement parlant, l'Etat a tout avantage à s'ériger en gardien suprême de la sécurité de l'approvisionnement en perspective de la votation populaire, le PDC juge que la création de conditions cadres appropriées est la condition essentielle pour assurer la sécurité de l'approvisionnement.

D'après SES, l'art. 20 ne suffit pas à garantir l'approvisionnement en électricité. Il faut encore un régulateur puissant, qui suive le marché de l'électricité en ligne et qui soit à même de le stabiliser et de l'ajuster en tout temps, en déployant les capacités de production à sa disposition.

SKS juge les compétences trop réactives et trop peu proactives. La méthode la plus sûre d'empêcher les producteurs de provoquer une pénurie artificielle par des manipulations spéculatives consiste à laisser à disposition de l'Etat un certain potentiel de production propre.

La FRC souhaite que cet article soit précisé. Le Conseil fédéral devrait être doté de moyens d'intervention pour agir directement et rapidement en cas de crise grave.

SATW signale que le Conseil fédéral devrait également chercher le dialogue avec les responsables de groupes-bilans en cas de perturbation de l'approvisionnement extérieur.

La sécurité de l'approvisionnement revêt une extrême importance pour Coop et Migros. Sauf à convaincre la majorité des votants que toutes les mesures nécessaires ont été prises pour assurer un approvisionnement permanent de tout le territoire à des conditions non discriminatoires, le projet est voué à l'échec.

Les investissements actuels doivent pouvoir gagner en rentabilité, afin d'assurer l'approvisionnement à long terme (CFEE, SWVV). Selon la CFEE, le législateur ne peut contraindre l'industrie électrique, dans un marché libéralisé, à construire de nouvelles installations de production, surtout s'il ne prévoit pas des indemnités ou subventions correspondantes.

SWVV souhaite biffer l'art. 20. Si l'OME devait toutefois réglementer ce point, il faudrait alors y inscrire les exigences de durabilité et de priorité aux centrales indigènes.

AG juge peu que l'ancrage légal des mesures prises par l'Etat pour assurer l'approvisionnement électrique du pays est peu clair et nécessite tout au moins un remaniement en profondeur. L'al. 2, let. a, implique que le responsable de groupe-bilan soit lui-même producteur. Or il s'agit d'une contradiction par rapport au modèle de séparation comptable des activités entre producteur, négociant et exploitant de réseau et la fonction de gestionnaire qui incombe au responsable de groupe-bilan à l'égard de tous les clients de son groupe-bilan – donc aussi des producteurs indépendants.

Le PRD et l'UCE jugent ces dispositions malheureuses et tout à fait déplacées dans l'OME. De par sa structure, le réseau offre une sécurité d'approvisionnement suffisante, et la LME offre de nombreuses autres garanties. Cet article est donc à biffer.

L'UP, AVES et la Comco jugent la disposition inopportune. La loi sur l'approvisionnement du pays règle déjà la garantie de l'approvisionnement en situation de crise. Ces dispositions n'ont donc pas à figurer dans un acte juridique visant à permettre la concurrence. Du moins faudrait-il prouver que les instruments figurant dans la législation sur l'approvisionnement du pays s'avèrent insuffisants dans le secteur du courant.

Selon les Verts et la CSC, l'art. 20 doit être biffé. Il entraînerait la ruine des centrales électriques qui l'appliqueraient. Les centrales seraient contraintes d'acquérir leur courant à des prix surfaits, ce qui les conduirait à la faillite.

L'UVS et SWS jugent que les entreprises (clients) tenues à une très grande sécurité de l'approvisionnement devront développer dans une mesure croissante leurs propres capacités de réserve, ou les mettre en place en recourant au contracting. Il s'agit donc de régler par voie d'ordonnances spéciales les mesures visant à garantir l'approvisionnement, et d'indemniser pleinement et entièrement les obligations éventuelles.

La FRSP s'étonne qu'une entreprise soit forcée de construire de nouvelles installations de production. En effet, la LME ne contient aucune disposition dans ce sens. Il s'agit donc de garantir la sécurité de l'approvisionnement électrique dans le cadre de la loi sur l'approvisionnement du pays.

L'USIE, VEE et l'AES jugent que la mise à disposition des capacités de production et la conclusion de contrats de fourniture à long terme relèvent de la marge de manœuvre des entreprises et doivent être encouragées par la création de conditions-cadres appropriées (simplification des procédures d'approbation, garantie des sites, suppression des taxes excessives, etc.). L'art. 20 doit être biffé.

3.22 Art. 21 (Société suisse pour l'exploitation du réseau)

IGEB, ZPK, l'ASIG et Glas approuvent expressément cet article. Selon le PS et Greenpeace, la société pour l'exploitation du réseau devrait être propriétaire de celui-ci. SIE SA relève que la séparation des tâches est peu claire. SATW réclame une autorité de régulation qui remplisse toutes les tâches relevant de la souveraineté de l'Etat, comme la surveillance des prix ou celle de la concurrence. Quant à la FRC, elle déplore le manque de clarté du statut de la société pour l'exploitation du réseau ainsi que de ses objectifs.

A l'al. 1, atel et SBDK jugent que ce devrait être à la commission d'arbitrage et non au département de trancher. EGL demande à ce sujet de biffer la dernière phrase. 19 participants (axpo, Berneck, Diepoldsau, Ebnat-Kappel, EKZ, EWVA, IBK, IG Rheintal, Niederhelfenschwil, Oberbüren, Rüthi, SAK, Schmerikon, TBF, TBM, Waldkirch, Widnau, Wittenbach, Zuzwil) exigent la précision suivante: «... de réseaux de niveau de tension \geq 132 kV exclusivement ...». De leur côté, les FMB, atel, ESI et l'AES préconisent la reformulation suivante: «... à longue distance sont à rattacher exceptionnellement au réseau de transport...».

A l'al. 3, Enerdis juge la limitation à 50 Hz trop stricte, et propose d'inclure aussi le courant continu. atel, les FMB et SBDK exigent de biffer à la let. a «... et d'ajustement à la consommation...». Par ailleurs EGL préconise de biffer simplement la let. b. Enfin, l'AES, les FMB et ESI souhaitent compléter l'al. 3: «let. f: la réglementation de l'accès au réseau de transport» et let. g: «la fixation des indemnités pour toutes les prestations liées au réseau à la charge du réseau de transport.»

L'al. 4 est expressément approuvé par: LU, UR, SZ, SO, TI, VS, JU, l'EnDK et la CGCA, tandis que 30 participants le rejettent (UDC; economiesuisse, SWISSMEM; l'UVS; AEW, Altstätten, axpo, Berneck, le CP, Diepoldsau, EKZ, Ebnat-Kappel, EGBH, EKT, EWVA, IBK, IG Rheintal, Niederhelfenschwil, Oberbüren, REG AG, Rüthi, SAK, Schmerikon, sgsw, SWS, Waldkirch, Widnau, Wittenbach et Zuzwil) et que 15 autres le jugent trop strict (l'UP; EBM, EKW EE, Enerdis, eos, EW Höfe, IGW, onyx, la SEFA, sn energie, STV, TBF, TBM, VSSV, Yverdon-les-Bains). En outre, plusieurs propositions émises concernent la formulation:

«si possible» au lieu de «n' ... que» (BL, AG; FRSP)

«en majeure partie» ou «à hauteur de xy %» au lieu de «n' ... que» (IGEB, ZPK; Glas)

«pour autant que celle-ci soit disponible» au lieu de «n' ... que» (BS; USIE; AES, ASE, VEE; UCE; ESI, ESR, FMB, Gruyère, IWB, VBE, VELO)

«en priorité» au lieu de «n' ... que» (atel, EGL, SBDK)

SWVV souhaite écrire «... de l'électricité produite à partir d'énergies renouvelables indigènes.» et le ps-vd soulève diverses questions.

axpo, EKZ, Ebnat-Kappel, EWVA, IBK, Niederhelfenschwil, Oberbüren, Schmerikon, SAK, TBF, TBM, Waldkirch, Wittenbach et Zuzwil exigent de biffer l'al. 5, que le CP taxe d'absurde.

Les CFF exigent un nouvel al. 6: «Les fonctions des chemins de fer fédéraux en tant que société pour l'exploitation du réseau électrique des chemins de fer sont réservées.»

3.23 Art. 22 (Représentation de la Confédération et des cantons dans le conseil d'administration de la Société suisse pour l'exploitation du réseau)

SZ, BL, TG, TI, JU et l'EnDK préconisent la formulation suivante: «...cantonaux de l'énergie ont droit à faire représenter équitablement la Confédération et les cantons ...». EGL propose de biffer cet article. Par ailleurs, Greenpeace et SES s'opposant à la domination des grandes compagnies suprarégionales au sein de la société pour l'exploitation du réseau.

3.24 Art. 23 (Tâches des exploitants de réseaux) [Bc]

Migros approuve explicitement cet article. Les doutes portent principalement sur les efforts exigés des exploitants et des cantons. La charge administrative doit rester faible (ZH, BL), un droit de regard et une délégation de compétence à une instance intercantonale peuvent suffire (SH, AR, AI, SG, TG), un remaniement s'impose (VS), tandis que l'entière responsabilité ne doit pas être déléguée aux cantons (BL). L'UDC, Diepoldsau, EGBH, IG Rheintal, REG, Rüthi, sgsw, VSSV et Widnau jugent qu'il y a surréglementation. La proposition est inutile et coûteuse (Sierre), ou elle nécessite une définition plus précise (ps-vd). L'accès au réseau doit être aussi simple et praticable que possible (Migros). De l'avis de Migros; HIAG, IGEB, JURA, McDonalds, Tela, Watt, il incombe à l'office d'établir de manière juridiquement contraignante le code-réseau.

A l'al. 1, l'USIE, l'ASE, VEE, SATW, atel, eos, ESI, les FMB, sgsw, VBE et VELO suggèrent d'apporter le complément suivant: «... et à son exploitation (code-réseau CH)». Selon AEW et EKT, les installations des clients doivent impérativement remplir certaines exigences techniques minimales

pour être à même de faire valoir l'obligation de raccordement au réseau. EGL propose de supprimer la dernière phrase de l'al.: «Le département peut édicter des principes à ce sujet».

Quelque 57 participants désirent explicitement supprimer un ou plusieurs des al. 2 à 4. EWB, EW Höfe, ewl, IBA, IG FKW, Muhlen, swisspower, Thun et Winterthur désirent supprimer l'al. 2; BOG, Oberentfelden, SIE SA, VKE, Wetzikon et Windisch souhaitent supprimer les al. 2 et 3. L'abandon des al. 2 et 4 est recommandé par: l'USIE, l'ASE, EBL, eos, ESR, les FMB, sgsw, St. Gallen, VBE et VELO. Enfin, 31 participants (l'AES; 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 et Zuzwil) veulent supprimer les al 2, 3 et 4.

LU, UR, SZ, NW, TI, JU, l'EnDK et la CGCA proposent, à l'al. 2, de transmettre pour information les plans pluriannuels établis pour les réseaux de distribution supracantonaux non seulement à l'office, mais aussi aux cantons de site. BS et IWB exigent que les aires de desserte soient affranchies de l'obligation figurant à l'al. 2, tandis que rheinaubund préconise de transmettre pour avis les plans pluriannuels aux organisations de la protection de l'environnement. AEK, le CP et ReLL jugent la disposition de l'al. 2 trop restrictive et inutile, alors qu'Enerdis et la SEFA considèrent les al. 2 et 3 «beaucoup trop lourds».

L'al. 4 est approuvé par Migros. L'USAM, l'UVS, le CP, IB Zürich et visam regrettent l'absence de définition de l'expression «capacités insuffisantes».

3.25 Art. 24 (Comptage et statistique)

La Comco préconise que les exploitants de réseaux gèrent à part les données et informations concernant leurs propres clients et celles des clients fournis par des tiers, pour éviter tout abus en matière de concurrence. De l'avis de VSSV, il y a surréglementation.

A l'al. 1, le CP qualifie le terme «compétent» de flou et de détail inutile. Orbe propose de biffer la deuxième et la troisième phrase de l'al. 1. L'AES, ESI et les FMB souhaitent remplacer «compétent» par «spécialement formé».

A l'al. 3, l'AES, les FMB et ESI proposent de remplacer «prix du courant» par «rétribution de l'acheminement».

3.26 Art. 25 (Données relatives à la production et à la provenance de l'électricité)

L'art. a eu un grand écho: au total, 88 participants se sont exprimés à ce sujet.

BL; le PS; la CFEE; acsi, la FRC, SKS; Greenpeace, WWF; Coop; EAWAG et la CFC approuvent explicitement – parfois avec des changements – la déclaration de provenance. Tant le PS que les organisations de défense des consommateurs et celles de la protection de l'environnement signalent que l'obligation de marquage distinctif est importante à la fois pour la liberté de choix des consommateurs, pour la transparence et pour la promotion des énergies renouvelables, et qu'il ne faut donc pas la démanteler. L'obligation de marquage distinctif est associée aux stratégies de la branche visant à promouvoir le courant vert (Coop).

AG; la SSIC, SWISSMEM; AVES, l'UCE; l'UVS; eos et 12 autres représentants de la branche se montrent sceptiques ou même rejettent l'obligation générale de marquage distinctif, préférant

laisser à la branche le soin d'établir de tels standards à titre subsidiaire. Les opposants allèguent que cette mesure est inapplicable dans le commerce de l'énergie et invoquent son coût administratif élevé (SSIC; UCE). Autre élément à considérer, le marché du courant vert permet déjà aux consommateurs de choisir la provenance du courant acheté.

Parmi les entreprises électriciennes romandes, trois voix (Enerdis, SEFA, Yverdon) s'accordent à demander le remaniement de l'article. Une formulation plus souple de la déclaration d'origine est souhaitée. En effet, cet article est étranger à l'esprit de la libéralisation du marché.

SATW propose un changement rédactionnel pour le titre: Art. 25 (Déclaration obligatoire).

Al. 1:

Le PS; acsi, la FRC, kf, SKS et le WWF désirent inclure la publicité dans l'obligation de marquage distinctif, de la manière suivante:

«... dans leurs offres, dans leurs publicités et dans leur facturation ...»

EKZ, PKES; SAK et 15 groupes d'intérêt régionaux et communaux proposent de renoncer à un marquage distinctif généralisé, pour des raisons de coûts, et de se limiter à marquer le courant vert. D'où la proposition de formulation suivante:

«... celles faisant le commerce d'électricité qui proposent des offres spéciales mettant en évidence le type et la provenance de la production, sont...».

Tout en reconnaissant le principe de l'obligation de marquage distinctif (al. 1), SWWV souhaite en laisser la mise en œuvre à la branche (suppression de l'al. 2). A la place, l'al. 1 serait complété comme suit:

«... fourni. Si le type de production ou la provenance de l'électricité sont inconnus, il faut le signaler.»

SATW demande de remplacer «provenance» par «origine», distinction qui prend tout son sens dans le cas d'importations indirectes (p. ex. courant originaire de Tchéquie acheminé via l'Autriche).

Al. 2:

La désignation «provenance inconnue» a suscité un vaste débat contradictoire.

Une partie des cantons (LU, UR, SZ, BL, TG, TI, VS, JU, EnDK, CGCA) exigent une formulation plus maniable de la disposition sur la provenance; il s'agit en particulier de renoncer à la désignation «provenance inconnue», pour établir à la place la provenance sur la base des contrats, de valeurs empiriques, etc. SATW propose du reste de biffer la seconde phrase, pour ne pas favoriser la dissimulation de l'origine du courant délivré.

Le PS et plusieurs organisations de défense des consommateurs et de la protection de l'environnement (FRC, kf, SKS; WWF) estiment que les bourses d'électricité mettent en péril la désignation de la provenance. Il faut donc barrer la mention desdites bourses et renvoyer aux améliorations prévues des méthodes de marquage distinctif. Il s'agit concrètement de modifier/compléter l'al. 2 comme suit:

«... il faut le signaler comme il suit: provenance et type de production inconnus...(biffer: cela vaut également pour le courant provenant de bourses d'électricité ordinaires). En même temps, les méthodes visant à un meilleur traçage de l'électricité doivent être continuellement améliorées.»

acsi, la FRC, kf, SKS; WWF et, en substance, EAWAG proposent en outre de fixer un taux maximal de courant de «provenance/production inconnues». Il incomberait à l'OFEN de veiller à l'application uniforme de cette disposition.

Une partie de la branche (USIE; AES; ewz et 9 autres participants) est partisane d'une solution de branche et suggère de compléter l'al. 2 comme suit:

«Les entreprises de l'industrie électrique élaborent des directives sur l'établissement du mix de courant produit ou acquis.»

Cette approche vise à trouver des solutions proches de la pratique et à permettre une meilleure coordination avec le label du courant vert.

Une autre partie de la branche (SWWV; PKES et 20 autres participants) souhaite biffer cet alinéa, qui n'est pas praticable et s'oppose à une solution de branche. Sur le principe même, le marquage distinctif des énergies renouvelables est approuvé.

S'agissant de la déclaration du type de production, les compléments suivants sont souhaités:

- ajout de la géothermie et remplacement de «provenance inconnue» par Euro-Mix (rheinaubund)
- déclaration supplémentaire pour les déchets résultant de la production de courant, selon la proposition des organisations européennes de consommateurs; p. ex. déchets radioactifs produits, émissions de CO₂ (FRC, kf, SKS)
- ajout du CCF (rheinaubund)
- remplacement de «combustible nucléaire» par «courant atomique» (PS; FRC, kf, SKS, WWF).

BS et une centrale (IWB) saluent expressément la méthode prévue pour établir la provenance (base: moyennes de production et d'acquisition de l'exercice précédent).

Par ailleurs, IB Zürich exige une remarque complémentaire dans le rapport explicatif: une détérioration du mix de courant fourni aux courants captifs constitue un abus de prix et peut aboutir à l'intervention du préposé à la surveillance des prix.

EAWAG propose que l'information manquante «origine/production inconnues» soit fournie dans les 2 ans à compter de l'entrée en vigueur de l'OME.

Al. 3:

Des acteurs de la branche (AES; FMB, EGL, ewz et 10 autres participants) souhaitent voir préciser le mandat de réglementation comme suit:

«Les entreprises de l'industrie électrique règlent en particulier la remise ...».

Et les FMB ainsi qu'une autre entreprise électrique ajoutent à cette précision la phrase suivante:

«Le département peut édicter des principes dans ce sens.»

SWWV et un autre participant proposent de biffer cette disposition, en faveur d'une solution de branche sans réglementation dans l'OME.

Al. 4:

Une proposition collective ayant pour auteurs le PS, acsi, la FRC, kf, SKS et le WWF vise à rendre la formulation plus maniable et apporte le changement/complément suivant:

«Afin d'empêcher les abus, l'office contrôle l'exactitude des données relatives à la production et à la provenance. L'office peut déléguer ces contrôles à des tiers...»

Al. 5:

Selon le PS, acsi, la FRC, kf, SKS et le WWF, les possibilités de sanction devraient faire l'objet d'un nouvel alinéa ainsi conçu:

«En cas d'abus, les autorités compétentes prononcent des sanctions, par analogie aux dispositions de la LCD.»

3.27 Art. 26 (Tâches de la commission d'arbitrage)

Quelque 75 participants se sont exprimés sur cet article.

- Quatre participants (IGEB, ZPK; SWISSMEM; kf; 4^e participant) adhèrent pleinement à la version actuelle.
- Seuls AVES et sgsu souhaitent supprimer cet article, au nom de la politique de branche et pour prévenir toute discrimination.
- Plusieurs cantons en particulier déplorent le manque de précision quant aux tâches et aux compétences dévolues aux autorités et à leurs relations réciproques. Cet article nécessite d'être retravaillé et simplifié sur le plan rédactionnel (ZH, SH, AR, AI, SG, TG; FRC; eos; ps-vd).
- Le consortium comprenant Watt et 6 autres participants estime qu'il y a eu extension des tâches de la commission d'arbitrage, désormais compétente pour évaluer les demandes portant sur le refus d'acheminement provisoire et les litiges qui en résultent (nouvel art.).
- Les pouvoirs de sanction accordés à la commission d'arbitrage ne se justifient pas et ne sont pas conformes à la LME (CFEE).
- TI s'intéresse aux relations entre les autorités cantonales de concurrence et la commission fédérale d'arbitrage, en particulier sous l'angle de son projet de loi (Legge cantonale sulla distribuzione di energia elettrica, LDEE). Très concrètement, le canton exige qu'en cas de litige, la décision rendue par les autorités cantonales – en l'occurrence l'autorité de concurrence – serve de base au jugement de la commission d'arbitrage.
- Le PS et kf demandent des précisions sur la composition de la commission d'arbitrage prévue par l'OME.

- De l'avis du PS et des milieux consommateurs et de la protection de l'environnement (acsi, FRC, SKS; WWF), la commission d'arbitrage et le préposé à la surveillance des prix ne suffisent pas pour assurer la sécurité de l'approvisionnement et la non-discrimination. D'où la proposition, par analogie au secteur des télécommunications, de créer un service de médiation (ombudsman) ou, le cas échéant, de donner un mandat particulier dans le cadre de la surveillance des prix.

Al. 1:

IGEB, SWISSMEM et ZPK approuvent le délai de deux mois prévu pour la décision, délai jugé irréaliste par la Comco sur la base des expériences réalisées. De l'avis de la Comco, il faudrait biffer le passage «généralement dans les deux mois» et prévoir à la place la possibilité d'inscrire des mesures provisionnelles dans l'OME.

Deux entreprises électriques préconisent de biffer cet alinéa, vu que les art. 15 et 16 LME règlent déjà les tâches correspondantes.

Al. 2:

Le débat porte essentiellement sur la possibilité accordée à la commission d'intervenir «en tout temps» et «de sa propre initiative». Alors que le PS approuve expressément cette proposition, d'autres participants (CFEE, 3 représentants romands de la branche) la rejettent. Deux entreprises électriques demandent même la suppression de l'alinéa complet.

Al. 3:

Cet alinéa a suscité de nombreuses réponses. 40 participants (dont notamment l'USIE; l'AES, l'ASE, VEE) pensent qu'il s'agit là d'un exemple classique de surréglementation, et donc qu'il faudrait biffer cet alinéa. Ils disent en substance que les consignes de l'OFEN ne permettent de toute façon pas de réaliser des bénéfices injustifiés. En outre, la compensation prévue des rétributions excessives de l'acheminement ne serait pas praticable, et même contraire au droit. Enfin, l'alinéa précédent et la surveillance des prix suffiraient à la protection des consommateurs visée ici.

Cette disposition est approuvée par NW et le PS. Le demi-canton de Nidwald invoque en particulier la protection des entreprises actives comme exploitants de réseaux et celle des consommateurs. NW mentionne toutefois le problème du calcul dans le temps des gains injustifiés, qui n'apparaîtraient qu'après l'entrée en vigueur de la LME. Il faudrait donc introduire dans l'OME une réglementation selon laquelle l'art. 3 ne déploierait pas d'effet rétroactif. En outre, les réductions de prix évoquées ne pourraient être décidées qu'en faveur des clients éligibles.

La Comco attire l'attention sur les conditions générales figurant dans les contrats d'acheminement (p. ex. paiements à l'avance trop élevés, durée excessive du contrat) qui, tout autant que des prix d'acheminement excessifs, permettent de réaliser des bénéfices injustifiés. Elle propose donc de mentionner aussi les conditions générales à l'al. 3.

Al. 4:

Pas d'avis exprimé.

Al. 5:

Quelque 23 participants de la branche (dont la PKES) s'opposent à l'al. 5 et proposent de le biffer. Certains invoquent que la coordination avec les autorités de régulation étrangères incombe à l'administration et non à une commission d'arbitrage, d'autres allèguent l'absence de base légale.

L'AES fournit un autre argument: la commission d'arbitrage aurait à s'occuper des litiges concernant les groupes-bilans. D'où sa proposition de reformuler l'alinéa ainsi:

«En cas de plainte, elle statue sur l'admission des responsables de groupes-bilans, ainsi que sur la formation et la dissolution des groupes-bilans.»

3.28 Art. 27 (Tâches de la surveillance des prix)

Quelque 4 participants ont donné leur avis ici. Ainsi, acsi et la FRC répètent leur désir que soit créé un service de médiation (ombudsman) (voir art. 26).

Deux entreprises électriques exigent la suppression de l'art. 27, en invoquant que les dispositions qu'il contient sont redondantes avec celles figurant aux art. 16 et 17 de la LME.

3.29 Art. 28 (Formation) [Bc]

Cet article est explicitement soutenu par TI, Les Verts, le PS, la CSC, la FPE, la FRC et Lausanne. La CFEE, EBL, Enerdis, la FRSP, la SEFA et Yverdon-les-Bains signalent que la formation est l'affaire de la branche de l'électricité et 36 participants (AG; le PRD; la SSIC, SWISSMEM; l'UCE, PKES; l'UVS; AEW, Altstätten, axpo, BOG, le CP, Diepoldsau, Ebnet-Kappel, les 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) demandent la suppression de cet article. Si EBM et l'UDC exigent un réaménagement plus modéré de l'article, AEK demande de l'intégrer dans le benchmarking comme coûts imputables, sa demande est qualifiée d'impossible à exécuter, et Sierre préconise d'aborder ce point dans le cadre d'une loi s'appliquant à toutes les branches. Les Verts, la CSC et Lausanne craignent que la formation ne débouche sur aucune possibilité de travail. Par ailleurs, EW Höfe et le ps-vd soulèvent des questions de principe sur l'aménagement de cet article. Enfin, la FPE souhaite voir ancrer des quotas minimaux explicites dans l'ordonnance, tandis que le PS veut qu'ils figurent dans une ordonnance du département.

L'AES propose de supprimer la dernière phrase à l'al. 1: «Elles collaborent avec les organisations de travailleurs».

L'AES exige de supprimer l'al. 2, alors que la FPE exige d'y mentionner la collaboration avec les organisations de travailleurs.

3.30 Art. 29 (Reconversion)

27 participants (AG; le PRD; la SSIC, SWISSMEM; PKES, l'UCE; AEW, Diepoldsau, Ebnet-Kappel, EGBH, EGL, EKT, Energiepool, EKZ, eos, EWVA, ibk, Oberbüren, Orbe, SAK, Schmerikon, sgsw, TBF, TBM, VSSV, Waldkirch et Würenlingen) demandent la suppression de cet article. TI, la FRC et le PS le saluent, tandis que la CFEE, Enerdis, la FRSP et Yverdon-les-Bains jugent que c'est l'affaire de la branche de l'électricité. De son côté, EBM demande un remaniement plus modeste. AEK préconise

d'intégrer cette mesure dans le benchmarking comme coûts imputables, et la CSC exige une protection renforcée des travailleurs. L'OME devrait mentionner expressément que les représentants des travailleurs seront associés de bonne heure aux mesures, de l'avis du PS et de la FPE qui proposent d'autres dispositions étendues. L'USS souhaite éviter les restructurations dictées par le marché, au lieu de s'ingénier à inventer des reconversions forcées. Sierre enfin souhaite que le législateur règle cette problématique pour toutes branches.

3.31 Art. 30 (Exécution)

Le CP demande de supprimer l'al. 1.

3.32 Art. 31 (Commission consultative)

Selon le PS, acsi, la FRC, SKS et le WWF, cet article est à compléter, en ce sens que les organisations de la protection de l'environnement doivent aussi y être représentées.

acsi, la FRC et kf jugent indispensable que les petits consommateurs soient représentés dans la commission consultative.

L'UVS, St. Gallen, viscom et IB Zürich exigent que les villes et les communes siègent dans la commission consultative.

IGEB souligne l'importance, pour la commission consultative, de présenter une composition équilibrée, et signale son intérêt à en faire partie.

Selon l'UCE, aucun représentant de l'industrie électrique ne doit siéger dans la commission consultative, qui perd sinon son bien-fondé.

SWISSMEM estime que cette commission est un nouvel élément qui engendrera des coûts et dont on pourrait se passer. Si tel n'était pas le cas, il faudrait veiller à ce que les PME, particulièrement défavorisées aujourd'hui, soient représentées de manière équitable dans la commission.

La SPR doute de la nécessité d'une commission consultative. Mieux vaudrait laisser la commission d'arbitrage organiser la répartition des tâches dans un règlement interne.

AVES, AEK, AEW, le CP, EGL, EKT, Enerdis, Orbe, la SEFA, SIE SA et Yverdon-les-Bains jugent cette commission superflue.

3.33 Art. 32 (ch. 1 abrogation de l'ordonnance sur l'exportation d'énergie électrique, ch. 2 modifications de l'ordonnance sur l'énergie)

Ch. 2 Modifications de l'ordonnance sur l'énergie:

BS, TI, JU et l'EnDK doutent que l'expression du nouvel art. 4 OEné «acquisition d'énergie de même valeur au niveau de tension immédiatement supérieur» soit correctement formulée, étant donné qu'à l'avenir, la production sera indépendante de l'exploitation du réseau. TI suggère de remanier cet al. ou de le supprimer, tandis que BS et IWB préconisent une réglementation claire et uniforme.

BS et IWB suggèrent que ce soit à la société pour l'exploitation du réseau d'indemniser les coûts supplémentaires qui apparaissent en vertu du droit cantonal lors de la reprise de courant produit de

manière décentralisée. Le cas échéant, les coûts supplémentaires doivent impérativement pouvoir être répercutés sur la taxe d'acheminement.

La SSIC et l'UCE s'opposent à la préférence qu'il est prévu d'accorder aux énergies renouvelables, laquelle fausse la concurrence, est hostile au marché et poussera à l'inefficacité. D'où la nécessité de biffer les art. 32, 39 et 40.

Selon l'USIE; l'ASE; Altstätten, atel, axpo, BOG, Ebnat-Kappel, EGL, EKZ, ESI, ESR, EWH, EWVA, les FMB, ibk, Niederhelfenschwil, Oberbüren, rsp, SAK, SBDK, Schmerikon, sgsw, TBF, TBM, VELO, VKE, Waldkirch, Wetzikon, Windisch, Wittenbach et Zuzwil, la modification prévue par l'OENE n'est pas praticable, vu qu'après l'ouverture du marché, l'acquisition d'énergie sera indépendante du niveau de réseau immédiatement supérieur. En outre, la rétribution des producteurs indépendants n'est pas compatible avec le modèle d'utilisation du réseau élaboré par l'AES, lequel prévoit uniquement des indemnités en cas de soutirage. D'où la proposition de supprimer l'art. 4 OENE.

AEK considère qu'aucun coût n'est évité au réseau, vu que tous les coûts sont enregistrés et répercutés selon le modèle d'utilisation du réseau.

Coop; AEW, Altstätten, axpo, Ebnat-Kappel, EKT, EKZ, EWVA, ibk, Niederhelfenschwil, Oberbüren, SAK, Schmerikon, TBF, TBM, Waldkirch, Wittenbach, Zuzwil propose d'exclure des services-système l'énergie réactive prévue à l'art. 1, let. d^{bis}, et donc de supprimer la parenthèse.

Le PRD; EWH et sn energie proposent de répercuter sur les producteurs indépendants les dépenses administratives supplémentaires de collecte de données et de décomptes (art. 4, al. 2, OENE).

AEW, EKT et VTE préconisent de reformuler la base du prix comparable au sens de l'art. 4, OENE, et de biffer la seconde phrase de l'art. 4, al. 1, OENE.

sn energie suggère également de biffer la seconde phrase de l'art. 4, al. 1, OENE.

EWZCH propose de reformuler ainsi l'art. 4, al. 1, OENE: «La rétribution de l'énergie selon les prix du marché s'appuie sur les prix d'acquisition d'énergie de même valeur.» et suggère d'en biffer la seconde phrase et l'al. 2.

EGL préconise de biffer les art. 1, let. d^{bis}, 4, 5^{bis} (nouveau) et 29a (nouveau) OENE, vu que le report des coûts sur le réseau de transport ne se justifie pas et que c'est à la branche d'élaborer sa propre solution. Energiepool propose de supprimer les art. 4, 5^{bis} (nouveau) et 29a (nouveau) OENE.

atel et SBDK déplorent la formulation peu claire, où il n'est pas question des conditions d'acquisition et de conclusion des contrats.

3.34 Art. 33 (Acheminement en cas de capacité insuffisante du réseau de transport)

EWB, ewl, ewz, swisspower, Thun et Winterthur proposent de biffer l'art. 33, étant donné l'absence de base légale autorisant à privilégier les contrats actuels de fourniture à long terme.

EGL propose la nouvelle formulation suivante:

«¹ L'année qui suit la création de la société suisse pour l'exploitation du réseau, 25 % de la capacité est rendue accessible à tous pour les importations, les transits et les exportations, sous réserve de

l'art. 4. Les années suivantes, la liberté d'accès s'accroît de 25 % à chaque fois, jusqu'à ce que l'ouverture complète soit atteinte après quatre ans.»

«² Les contrats de fourniture conclus au moment de l'entrée en vigueur de cette ordonnance entre des entreprises d'approvisionnement indigènes et étrangères ont également la priorité lors de l'attribution des capacités au sens de l'art. 4, al. 1.»

EGL invoque à propos de l'al. 1 qu'une ouverture progressive de la capacité pour les importations, les transits et les exportations permettra aux entreprises de négoce de s'adapter progressivement aux nouvelles conditions du marché. L'al. 2 vise à garantir que seule la date d'entrée en vigueur de l'ordonnance soit déterminante.

3.35 Art. 34 (Rétribution de l'acheminement et publication)

Al. 1:

La Comco suggère d'introduire pour tous les exploitants la règle suivante pour la première période de régulation: le plafond annuel admis pour le chiffre d'affaires correspondra la première année aux coûts imputables selon l'art. 6, al. 2 et 3, du projet d'ordonnance, coûts corrigés selon l'évolution de l'indice des prix et après déduction du gain d'efficacité attendu (voir explications de la Comco relatives à l'art. 8, al. 4). Le cas échéant, la Comco préconise un délai transitoire, chiffrable en années.

SIE SA propose de supprimer l'al. 1.

Les FMB proposent d'adapter l'al. 1, estimant qu'il est du ressort exclusif de la commission d'arbitrage d'évaluer la rétribution de l'acheminement, y compris son efficacité.

Al. 2:

IGEB, SWISSMEM, ZPK; Glas approuvent expressément le délai de 30 jours.

IGEB; Migros; HIAG, JURA, McDonalds, Tela et Watt suggèrent de compléter l'al. 2 ainsi: cette obligation de publier vaut pour tous les niveaux de réseau.

Migros souhaite que la publication des coûts d'acheminement s'effectue au moment même de l'entrée en vigueur de l'OME.

Altstätten, axpo, Berneck, Diepoldsau, Ebnat-Kappel, EKZ, EWVA, ibk, IG Rheintal, Niederhelfenschwil, Oberbüren, Rüthi, SAK, Schmerikon, TBF, TBM, Waldkirch, Widnau, Wittenbach et Zuzwil proposent de supprimer l'al. 2. En effet, la publication n'est pas praticable telle que prévue (EBL et Sierre partagent cet avis), parce qu'il faudra répercuter les rétributions par paliers sur plusieurs niveaux, et que les bases nécessaires ne seront pas disponibles alors.

VS juge trop court le délai de 30 jours à partir de l'entrée en vigueur de l'ordonnance. Il serait plus judicieux d'en garantir la publication à l'avance pour les clients éligibles, puis par étapes pour les autres clients, en fonction des étapes de l'ouverture du marché.

L'AES; ESI proposent de porter à 180 jours le délai à partir de l'entrée en vigueur de l'ordonnance, jugeant impensable que tous les exploitants soient en mesure de fixer et de publier leurs tarifs d'acheminement dans les 30 jours.

L'UVS; Orbe, Enerdis et sn energie suggèrent de fixer le délai à 3 mois. A titre de variante, l'UVS et sn energie proposent d'exiger la publication des prix seulement à partir du moment où il y aura des clients éligibles.

D'après EBM et Yverdon-les-Bains, le délai fixé est trop court.

AEW et EKT préconisent des délais de publication échelonnés: 120 jours pour le 1^{er} niveau de réseau et le niveau de tension jusqu'à 110/50 kV, 240 jours pour le niveau de tension jusqu'à 1 kV, et 360 jours pour le niveau de tension inférieur à 1 kV, en expliquant qu'il faudra établir les prix en cascade.

La SPR juge superflu le complément «augmentés des prestations en espèces imposées par les autorités cantonales ou communales selon l'art. 8, al. 2», vu qu'il en est déjà question dans les coûts imputables selon l'art. 6.

Les CFF estiment que la publication dans un organe accessible à tous n'est pas toujours nécessaire. En particulier, les tarifs d'acheminement du réseau électrique des chemins de fer n'intéressent guère le grand public. D'où la reformulation proposée: «... sous une forme appropriée».

3.36 Art. 35 (Groupes-bilans et énergie d'ajustement à la consommation)

BS et IWB jugent nécessaire de fixer, dans le sillage de l'ouverture du marché, les règles permettant à tous les acteurs d'en utiliser les possibilités si possible sans subir de discrimination. Il faut d'urgence aborder ce point (une zone de réglage et un modèle efficace pour les groupes-bilans).

Altstätten, axpo, Ebnat-Kappel, EKZ, EWVA, ibk, Niederhelfenschwil, Oberbüren, SAK, Schmerikon, TBF, TBM, Waldkirch, Wittenbach et Zuzwil demandent de biffer l'art. 35. Il s'agit de régler ces questions au niveau de la branche, conformément au principe de subsidiarité.

atel, les FMB, EGL, SBDK proposent le complément suivant: «... à la consommation, en se fondant sur les propositions des propriétaires des réseaux de transport». En vertu du principe de subsidiarité, les propositions de la branche doivent servir de base à cet effet.

IGEB; Migros; HIAG, JURA, McDonalds, Tela et Watt proposent le complément suivant: «Les écarts de fourniture d'énergie doivent être soldés par le responsable de groupe-bilan compétent et être compensés dans le programme de la semaine suivante.» La compensation sous forme d'échanges naturels de l'énergie d'ajustement à la consommation éliminerait ainsi les éléments préjudiciables à la concurrence.

eos demande que l'on confie à la commission d'arbitrage plutôt qu'à l'OFEN le soin de fixer les dispositions transitoires.

EWB, ewl, ewz, swisspower, Thun et Winterthur demandent l'ajout d'un nouvel alinéa: «²Les entreprises d'approvisionnement en électricité peuvent choisir librement leur groupe-bilan dès l'entrée en vigueur de la présente ordonnance.» Leur raisonnement est le suivant: vu l'art. 32, al. 1, let. c, LME, selon lequel les clients finaux doivent bénéficier des réductions de prix obtenues par

leurs entreprises d'approvisionnement en électricité en vertu du droit partiel de celles-ci à l'acheminement, les entreprises d'approvisionnement devraient également pouvoir passer dans le groupe-bilan du fournisseur de la part de courant laissée à leur libre choix.

3.37 Art. 36 (Prix pour les clients captifs)

Coop suggère de biffer l'article entier.

Al. 1:

De l'avis du PS et de SKS, l'al. 1 et l'al. 2 sont contradictoires. En effet, soit les prix d'acheminement pratiqués sont identiques pour les clients éligibles et les clients captifs, soit il y a différenciation et discrimination entre les catégories de clients. Or une telle situation est à exclure, vu qu'entre les catégories de clients des mêmes niveaux de tension, les prix d'acheminement doivent être pareils.

IGEB, SWISSMEM, ZPK; Glas approuvent que les prix d'acheminement applicables pour les clients captifs soient les mêmes que pour les clients finaux éligibles.

PKES; Dintikon, Energiepool, Oberentfelden, VAS et Würenlingen proposent de supprimer cet alinéa, au motif que ladite disposition engendre des complications superflues et empêche l'adaptation progressive des systèmes de décompte, d'où des coûts pour les consommateurs – en particulier les clients captifs.

Coop; Altstätten, axpo, Berneck, Diepoldsau, Ebnet-Kappel, EKZ, EWVA, ibk, IG Rheintal, Niederhelfenschwil, Oberbüren, Rütli, SAK, Schmerikon, TBF, TBM, Waldkirch, Widnau, Wittenbach et Zuzwil proposent de supprimer l'al. 1, lequel contredit l'art. 4, let. e, LME, selon lequel les clients captifs n'ont pas droit à l'acheminement d'électricité jusqu'à la libéralisation et ne peuvent donc prétendre à bénéficier des mêmes prix.

De l'avis de SIE SA, les prix d'acheminement durant la phase transitoire ne concernent que les clients éligibles. Quant aux clients captifs, ils doivent rester soumis pendant ce temps aux tarifs actuels. Dans le cas contraire, la disposition correspondrait à une ouverture complète du marché, sur le plan financier du moins.

Selon EKT, il doit y avoir un tarif unique pour les clients captifs. En effet, la loi ne prévoit pas d'établir le prix en fonction de l'énergie et de l'acheminement.

Al. 2:

Pour Coop, l'exigence de mêmes caractéristiques de consommation manque de précision. Etant donné les laborieuses explications que cette formulation risque d'entraîner, elle ne se justifie pas pour un délai de transition.

Altstätten, axpo, Berneck, Diepoldsau, Ebnet-Kappel, EKZ, EWVA, ibk, IG Rheintal, Niederhelfenschwil, Oberbüren, Rütli, SAK, Schmerikon, TBF, TBM, Waldkirch, Widnau, Wittenbach et Zuzwil proposent le complément suivant: «... desserte à chaque fois les mêmes prix...».

Al. 3:

Le PRD; EWH et sn energie pensent que la séparation comptable des activités et la non-discrimination exigées peuvent entraîner des coûts plus élevés, mais qu'en principe les coûts de réseau et les prix de l'énergie sont donnés. Comme l'évaluation des prix d'acheminement est l'affaire de la commission d'arbitrage, l'activité de la surveillance des prix devrait se limiter au contrôle des coûts d'acquisition (marge dans le commerce d'énergie). D'où la proposition d'adapter l'al. 3 comme suit: «... de la surveillance des prix, qui se fonde sur les prix d'acquisition de l'énergie et sur l'appréciation de la commission d'arbitrage relative aux coûts d'acheminement.»

acsi et la FRC souhaitent que la surveillance des prix soit dotée des compétences et de moyens suffisants pour remplir consciencieusement ces tâches, de telle façon que les petits consommateurs ne paient pas pour les rabais accordés aux gros consommateurs.

Altstätten, axpo, Berneck, Diepoldsau, Ebnat-Kappel, EKZ, EWVA, ibk, IG Rheintal, Niederhelfenschwil, Oberbüren, Rüthi, SAK, Schmerikon, TBF, TBM, Waldkirch, Widnau, Wittenbach et Zuzwil exigent de reformuler ainsi l'al. 3: «Le prix facturé aux clients captifs est soumis au contrôle de la surveillance des prix.»

AEW propose d'introduire un nouvel al. 4: «4 La facturation séparée pour l'acheminement et la fourniture d'électricité prévue à l'art. 15 s'applique pour la première fois aux clients captifs lors du deuxième exercice complet qui suit l'entrée en vigueur de la présente ordonnance.» AEW explique que l'adoption de systèmes de décompte et de facturation basés sur les dispositions de l'art. 15 OME implique de lourdes dépenses, impossibles à effectuer dans le délai prescrit pour de nombreux exploitants de réseaux.

3.38 Art. 37 (Acheminement pour le compte des consommateurs finaux)

Al. 1:

IGEB, SWISSMEM, ZPK; Glas saluent la solution souple trouvée pour l'accès au marché libre.

L'UCE propose un changement afin que plusieurs entreprises industrielles puissent se grouper et former des communautés d'achats. La limitation à un site de consommation est trop restrictive.

Coop et Migros proposent d'assouplir la notion de site de consommation. Coop suggère d'adopter l'une des définitions suivantes: «Sont réputés sites de consommation les lieux d'implantation de consommateurs finaux formant une entité économique» ou (2^e priorité): «Sont réputés sites de consommation les lieux d'implantation de consommateurs finaux formant une entité économique au sein d'une entreprise d'approvisionnement en électricité ou de distribution». La seconde variante est aussi préconisée par IGEB, et par HIAG, JURA, McDonalds, Tela et Watt, qui veulent préciser qu'il incombe à la commission d'arbitrage d'évaluer le regroupement de lieux d'implantation.

Al. 2: La FRC et le ps-vd craignent que cette disposition n'encourage pas aux économies d'énergie.

Altstätten, axpo, Berneck, Ebnat-Kappel, EKZ, EWVA, ibk, IG Rheintal, Niederhelfenschwil, Oberbüren, Rüthi, SAK, Schmerikon, TBF, TBM, Waldkirch, Widnau, Wittenbach et Zuzwil proposent de biffer l'al. 2, car la limite de tolérance est en contradiction avec l'art. 27 LME.

Al. 4:

ZH, BS, SH, AR, AI, SG, TG; IB Zürich et IWB approuvent expressément l'inscription du droit des usines d'incinération des ordures ménagères (UIOM) à l'acheminement à hauteur de 50 % de leur surplus d'électricité. En outre, la rétribution de l'électricité tirée des UIOM et des décharges devrait s'appuyer sur les prix en vigueur sur le marché pour l'acquisition d'énergie de même valeur.

JU et l'ORED demandent que l'électricité produite par les UIOM puisse être rémunérée de manière équivalente à celle produite à partir des énergies renouvelables listées à l'art. 1, let. f, OEne.

sn energie propose que les UIOM puissent livrer 100 % de leur surplus d'énergie dès l'entrée en vigueur de la loi, quels que soient les clients qu'elles alimentent, ce qui permettrait de dissiper les incertitudes quant aux modalités d'injection des 50 % restants. GEKAL fait la même proposition, en précisant qu'une attestation de production au sens de l'art. 40 s'impose.

TI propose de biffer ou d'adapter l'al. 4, étant donné que la base légale manque, resp. la définition de l'OEne ne cadre pas avec cette disposition. VS partage cet avis et exige des précisions.

UR suggère de biffer l'al. 4. Il s'agit de ne pas privilégier l'électricité produite à partir des UIOM par rapport au courant tiré des centrales hydroélectriques d'une puissance brute supérieure à 1 MW.

La FRSP, l'AES, l'USIE, 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, les FMB et Würenlingen demandent de biffer l'al. 4, vu que cette disposition ne se fonde pas sur une base légale.

La SSES, Swissolar; AEE proposent également de biffer l'al. 4.

3.39 Art. 38 (Acheminement auprès des entreprises d'approvisionnement)

Al. 2:

S'agissant de l'exercice du propre droit d'acheminement dont jouissent les EAE, l'UVS et IB Zürich recommandent de veiller au type de prélèvement (énergie selon programme prévisionnel resp. d'ajustement à la consommation), afin que les clients captifs réalisent effectivement les baisses de prix visées.

EGL suggère de biffer la deuxième phrase, au motif qu'elle reviendrait à favoriser unilatéralement les entreprises d'approvisionnement en électricité.

3.40 Art. 39 (Acheminement gratuit d'électricité produite à partir d'énergies renouvelables)

La SSES, Swissolar; le WWF; l'AEE exigent expressément que l'art. 39 soit conservé tel quel.

Clima Suisse et l'ASMFA approuvent expressément les dispositions de l'art. 39, qui contribuent à améliorer la position des énergies renouvelables en Suisse et sont économiquement supportables pour l'industrie électrique. De même, IGEB, Migros, JURA, HIAG, McDonalds, Tela et Watt jugent bonne la réglementation actuelle.

Le CP réclame une solution plus simple.

La SSIC et l'UCE sont strictement opposées à tout acheminement gratuit d'énergie, vu que cela fausse la concurrence et engendre de nouvelles inefficacités. Tout l'article est donc à biffer.

EKW EE et IGW jugent que rien ne justifie la discrimination des grandes centrales hydroélectriques par rapport aux nouvelles énergies renouvelables. D'où la nécessité d'y mettre un terme.

Al. 1:

UR, NW, TI, VS, la CGCA; le PDC, le PRD; la FRSP, l'USIE; ACE, l'AES, la CFEE, SWWV, VEE; l'UVS; Altstätten, atel, axpo, Berneck, EBM, Ebnat-Kappel, EGL, EKW EE, EKT, EKZ, Enerdis, eos, ESI, ESR, EW Höfe, EWB, ewl, EWVA, ewz, les FMB, IB Zürich, ibk, IG FKW, IG Rheintal, IGW, Niederhelfenschwil, Oberbüren, onyx, Rütli, SAK, SBDK, Schmerikon, la SEFA, sn energie, sgsw, St. Gallen, swisspower, TBF, TBM, Thun, VBE, VELO, VTE, Waldkirch, Widnau, Wittenbach, Yverdon-les-Bains, Zuzwil proposent de limiter l'acheminement gratuit du courant aux installations de production indigènes.

Le PRD et EWH recommandent de réexaminer la compatibilité de la limitation aux installations indigènes avec les accords de l'OMC / du GATT.

Le PRD et EWH recommandent en outre d'établir un lien avec la limite prévue par l'OEne.

AG suggère de contrôler que la référence aux surplus d'énergie corresponde à la loi sur l'énergie.

AEW, EKT et VTE proposent le complément suivant «... est gratuit, si le prix de revient contrôlé par le surveillant des prix et l'office compétent dépasse ...».

Le WWF; EWB, ewl, ewz, IG FKW et Thun souhaitent ajouter un nouvel al. 1^{bis}: «L'acheminement d'électricité produite à partir d'installations hydroélectriques indigènes est gratuit jusqu'à une puissance maximale de 500 kW, si les conditions visées à l'al. 1 sont remplies et si ces installations remplissent les exigences pour l'approbation de nouvelles centrales hydroélectriques.» Il s'agit de garantir que les petits aménagements hydroélectriques bénéficiaires remplissent des exigences écologiques sévères, notamment quant au débit minimal (art. 29 ss. LEaux), et celles de la loi sur la pêche (art. 7 ss LFSP). Ce vœu est partagé par Coop (exigences écologiques très strictes, p. ex. selon naturemade star) et par eos.

L'ADUR propose la reformulation suivante:

«¹ L'acheminement de (...) est gratuit:

- a) pour les producteurs indépendants visés à l'art. 7, al. 3, LEne, si le prix de revient dépasse le prix payé pour les surplus d'énergie au sens du même article.
- b) pour les autres producteurs, si sur le marché libre de l'électricité le prix de revient dépasse le prix d'acquisition d'énergie de même valeur au sens de la LEne, outre un supplément de 20 % pour tenir compte de la plus-value de l'énergie renouvelable sur ledit marché.»

L'ADUR justifie la nouvelle formulation par la possibilité de favoriser non seulement les installations en possession de producteurs, mais aussi celles détenues par des entreprises publiques d'approvisionnement en électricité.

PKES; Dintikon, SWS, VAS, Würenlingen proposent de biffer l'al. 1, dont l'exécution est compliquée et coûteuse. Ils refusent que la LME mette les clients sous tutelle.

Al. 2:

L'AES; atel, ESI et les FMB suggèrent le complément suivant: «² exploitants de réseaux, resp. les fournisseurs remboursent ...». Il doit en effet être possible à un fournisseur d'effectuer le remboursement lié à l'acheminement.

Le PRD; EWH et sn energie recommandent ou exigent qu'il soit précisé que les coûts-clients (compteurs, lecture, facturation) sont facturés aux clients finaux, en particulier lorsque ceux-ci acquièrent exclusivement de l'énergie exemptée de la rétribution de l'acheminement.

SKS et Coop condamnent la facturation des services-système aux consommateurs finaux. Il est illogique de déclarer l'acheminement gratuit et d'exiger malgré tout le paiement de coûts autres que le prix du courant. IGEB; Migros; HIAG, JURA, McDonalds, Tela et Watt voudraient aussi renoncer à la facturation des services-système.

EWB, ewl, ewz, IG FKW et Thun proposent une nouvelle formulation:

«² Les fournisseurs paient aux exploitants de réseaux la rétribution de l'acheminement correspondant à l'utilisation du réseau par les consommateurs finaux. La Société suisse pour l'exploitation du réseau rembourse ensuite le coût d'acheminement au fournisseur, si celui-ci démontre qu'il paie à l'exploitant du réseau la rétribution de l'acheminement pour la livraison de courant provenant d'installations au sens de l'art. 29 de la loi, et qu'il ne l'a pas facturée aux consommateurs finaux. Seuls les coûts directement liés à l'acheminement peuvent être remboursés.»

La nouvelle formulation s'harmonise avec le concept élaboré par l'AES et ewz pour le déroulement efficace et avantageux des mesures promotionnelles, en incluant une chambre de compensation.

Al. 3:

BS et IWB proposent un complément: «³ L'exploitant du réseau peut facturer les coûts dus à l'acheminement gratuit et à son exécution à la Société ...», vu que l'exécution de cette mesure entraîne des coûts supplémentaires.

L'AES; atel, ESI et les FMB demandent une précision: «³ L'exploitant du réseau, resp. le fournisseur, peut facturer (...) aux exploitants, resp. aux fournisseurs concernés. ...». Il doit en effet être possible à un fournisseur d'effectuer le remboursement lié à l'acheminement.

EWB, ewl, ewz, IG FKW, Thun proposent une nouvelle formulation: "³ La Société suisse pour l'exploitation du réseau examine ces coûts. Les coûts supportés à ce titre par elle sont à reporter sur les coûts du réseau de transport.» La nouvelle formulation s'harmonise avec le concept élaboré par l'AES et ewz pour le déroulement efficace et avantageux des mesures promotionnelles, en incluant une chambre de compensation.

EGL suggère de supprimer l'al. 3, le report des coûts sur le réseau de transport ne se justifiant pas.

L'ADUR propose un nouvel al. 4: «⁴ La limite du droit à l'acheminement gratuit est calculée pour la force hydraulique à partir de la puissance théorique moyenne de l'eau selon l'art. 51 de la loi fédérale sur l'utilisation des forces hydrauliques.» La solution préconisée vise à éviter divers problèmes d'exécution.

3.41 Art. 40 (Attestation de production)

SO juge cette consigne judicieuse sous l'angle de l'actuelle problématique du CO₂ et des désavantages concurrentiels flagrants aujourd'hui du courant produit de manière écologique à partir de la force hydraulique.

La SSIC et l'UCE rejettent ces dispositions comme inutiles (voir propositions ad art. 32 et 39).

Selon SIE SA, ces dispositions ne devraient pas s'appliquer aux exploitants de réseaux, dont ce n'est pas le rôle de prendre position sur les installations de production.

Al. 1:

EWB, ewl, ewz, IG FKW, Thun proposent l'adaptation suivante: «¹ Pour faire valoir son droit à l'acheminement d'électricité provenant d'énergies renouvelables destinée à alimenter n'importe quel consommateur final au sens de l'art. 27, al. 1, let. c, de la loi, une attestation de production doit être présentée à l'exploitant de réseau concerné. S'agissant de l'acheminement gratuit au sens de son art. 29, l'attestation de production doit être présentée par le producteur au fournisseur, et par celui-ci à la Société suisse pour l'exploitation du réseau.» Ce complément vise à répartir les attestations selon leur finalité, soit qu'elles visent à l'exemption de la rétribution de l'acheminement, soit qu'elles portent sur l'acheminement.

Al. 2:

SZ, BL, JU et l'EnDK proposent d'introduire un nouvel al. 2^{bis}: «Lorsque les consommateurs finaux achètent de l'énergie donnant droit à un remboursement, l'attestation du type de production doit être présentée par le fournisseur, si possible en même temps que la facture.»

EWB, ewl, ewz, IG FKW, Thun suggèrent l'adaptation suivante: «² L'attestation de production livre des indications sur l'énergie primaire utilisée, sur la puissance de l'installation et sur la quantité, en moyenne annuelle, d'électricité produite et injectée dans le réseau. L'attestation de production peut être assemblée à volonté, aux fins de la démonstration de provenance visée à l'art. 25, pour l'exécution de l'acheminement gratuit selon l'art. 39, ou pour faire valoir la priorité d'acheminement.» Explications: voir al. 1.

3.42 Art. 41 (Conditions d'obtention de prêts pour les centrales hydrauliques et dossiers de requête)

ZH, GR, TG, AI, AR, TI, SH, SG et SWWV signalent que c'est principalement aux cantons d'exécuter la législation sur la protection de l'environnement, et que la Confédération ne doit pas empiéter sur la compétence des cantons, en ce qui concerne l'octroi éventuel de prêts.

Selon UR, TI, VS, la CGCA; la CFE et l'ASE, il n'y a aucune raison objective de subordonner l'octroi de prêts pour surmonter des difficultés d'ordre économique au respect des prescriptions de la législation sur la protection de l'environnement (art. 41, al. 1, let. d). D'une part, à l'art. 28, al. 1,

LME, le législateur est inspiré par des considérations d'ordre exclusivement économique. D'autre part, le régime d'utilisation n'est modifié en aucune manière dans les cas qui y sont traités.

SZ; la FP et la FSP recommandent de préciser dans le sens du rapport explicatif l'exigence très générale de l'art. 41, al. 1, let. d. Le rapport distingue en effet, sous l'angle des investissements, les installations dont les concessions sont en cours, et celles dont les concessions sont à renouveler. Selon le WWF, l'installation devrait impérativement correspondre aux exigences matérielles figurant dans la législation sur la protection de l'environnement.

EAWAG juge insuffisant qu'une centrale s'en tienne au respect des exigences de la législation sur l'environnement. En effet, la LME indique explicitement que les mesures visant au renouvellement de centrales hydroélectriques doivent améliorer sensiblement leur impact sur l'environnement. D'où l'opportunité d'étendre l'art. 41.

S'agissant de l'art. 41, al. 2, let. c, UR, TI, VS, la CGCA ainsi que la CFEE et SWWV considèrent que cette clause dicte au mieux de respecter les art. 80 ss. LEaux et d'adopter des mesures visées à l'art. 9 de la LFSP, vu qu'il s'agit du renouvellement d'installations existantes. Il conviendrait de préciser que leur exploitation s'effectue dans le cadre des droits inscrits dans les concessions.

UR, GR, TI, VS, JU, l'EnDK, la CGCA et SWWV jugent les conditions imposées et la procédure d'octroi d'un prêt à des centrales hydroélectriques inadaptées, car trop strictes ou trop complexes. Le soutien financier prévu par la Confédération n'offrirait aucun véritable avantage par rapport à un recours au marché des capitaux. La disposition serait formulée de telle sorte qu'elle ne pourrait jamais être appliquée. D'après SWWV, le plafonnement des prêts à la moitié des coûts d'investissement renforce les doutes quant à l'impact réel de l'octroi des prêts.

VS et la CFEE indiquent que dans l'ordonnance, le terme allemand «Träger» est traduit par «bailleurs de fonds». En revanche, la loi emploie le terme «exploitant». VS suggère de lui préférer «exploitant concessionnaire de forces hydrauliques». SWWV part du principe que le concept «Träger» se réfère à l'entité économique (en règle générale, la société qui exploite une centrale dans le cadre d'une concession acquise) et non aux propriétaires éventuels de cette société, qui peuvent présenter des situations tout à fait différentes.

D'après le VS, la CFEE et SWWV, l'art. 41, al. 1, let. b, est trop limitatif. D'où la proposition suivante: «la viabilité économique à long terme de l'installation garantit le remboursement des prêts».

VS et la CFEE proposent, comme traduction de «Wirtschaftlichkeit», de préférer à «viabilité économique» l'expression «rentabilité économique».

De l'avis du PS et de SKS, les art. 41, al. 1 et 2, sont à compléter à l'aide de la législation sur la protection de l'environnement et des eaux.

IGEB et SWISSMEM jugent positif l'obligation de prendre en compte la situation financière des bailleurs de fonds lors de l'octroi de prêts pour des investissements non amortissables (INA).

D'après la SSES, Swissolar; le WWF; AEE et l'ASMFA, les dispositions de l'art. 41 OME revêtent une importance centrale et devraient être maintenues en l'état.

La CFEE propose de prendre comme date de référence l'entrée en vigueur de la LME plutôt que le 31 décembre 1996.

3.43 Art. 42 (Attributions, montant des prêts aux centrales hydrauliques et remboursement)

VS et CFEE ne s'expliquent pas pourquoi les demandes doivent être transmises à divers offices (al. 1) et préconisent de déclarer l'OFEG compétent pour traiter les deux types de requêtes.

UR, TI, VS, JU, l'EnDK, la CGCA; la CFEE et SWWV estiment que l'OFEP mentionné à l'al. 2 ne devrait être consulté que dans les cas énumérés à l'art. 41, al. 2, OME.

D'après SWISSMEM, la formulation de l'al. 3 «... experts indépendants et spécialistes de la branche...» est ambiguë et doit donc être améliorée. En effet, il ne s'agit pas pour les offices d'engager, d'une part des experts indépendants, et d'autre part des experts compétents, mais bien de faire appel «... à des experts indépendants, spécialistes de la branche ...».

La CFEE juge faux de mettre à la charge des requérants les coûts d'examen des requêtes. En effet, ce devrait être au législateur, à l'origine du changement de système, d'en financer une partie.

SWWV préconise de biffer l'al. 3.

Le PDC salue expressément la disposition adoptée à l'al. 6, selon laquelle le montant des prêts pour le renouvellement ne doit pas dépasser la moitié des investissements nécessaires.

Selon UR, TI, VS, la CGCA ainsi que la CFEE et SWWV, la limitation du montant des prêts (al. 6) outrepassa la base légale (LME) et devrait être biffée.

Le PS; la FRC et SKS jugent trop restrictive la limitation du montant des prêts. En effet, le montant effectif des prêts doit être laissé à l'appréciation du Conseil fédéral. Comme plafond, il s'agit désormais de fixer dans la loi les coûts d'investissement. En définitive, l'objectif est d'encourager la modernisation et non de l'empêcher.

D'après UR, SO, TI, VS, la CGCA; la CFEE et SWWV, les modalités de remboursement (al. 7) sont plus restrictives que la loi ne l'exige. La limitation à 20 ans, dépourvue de base légale, doit tomber.

SWWV estime nécessaire que le remboursement des prêts s'effectue sur une période adaptée à la situation financière des emprunteurs. Si leurs conditions financières l'exigent, il s'agira donc de prévoir un sursis pour les intérêts et les amortissements, et le paiement d'intérêts échelonnés.

3.44 Art. 43 (Création de la Société suisse pour l'exploitation du réseau)

Le PS; kf et SKS critiquent l'absence de délai pour la création de la Société pour l'exploitation du réseau. Cette incertitude pourrait être écartée, si l'on fixe que la Société suisse pour l'exploitation du réseau doit impérativement être créée au plus tard deux ans après l'entrée en vigueur de la LME.

Selon les FMB, la référence à l'art. 3 doit être biffée à l'al. 3.

EWB, ewl, ewz, Thun, swisspower et Winterthur proposent de compléter ainsi l'al. 4: «Trois ans après l'entrée en vigueur de la LME, les sept zones de réglage n'en formeront plus qu'une couvrant l'ensemble du territoire suisse.»

3.45 Art. 44 (Adaptation des rapports contractuels en vigueur)

TI, JU et l'EnDK demandent de clarifier la situation, s'agissant des contrats d'approvisionnement en énergie liés à des concessions hydrauliques, lesquels sont exclus des possibilités d'adaptation prévues dans cette disposition.

EWB, ewl, ewz, Thun, swisspower et Winterthur saluent cette réglementation. Cette norme est adaptée au marché, parce qu'elle confère à l'EAE le droit de commencer par résilier le contrat d'achat d'électricité qui lui est le plus défavorable.

Energiepool suggère de biffer l'article entier, dont les dispositions entravent le marché libre.

Al. 1:

IB Zürich et l'UVS notent que la possibilité pour les entreprises d'approvisionnement en électricité de désigner les contrats d'achat d'électricité qu'elles souhaitent adapter avec leurs fournisseurs en amont remplit une exigence importante de l'Union des villes suisses et donc qu'il faut absolument la maintenir.

Sevelen et rsp suggèrent une adaptation de l'al. 1 qui laisse aux distributeurs finaux davantage de liberté pour acheter sur le marché la part de courant dont ils peuvent disposer. EWS suggère de biffer la deuxième phrase, car cette disposition entraverait de manière excessive les distributeurs finaux et les défavoriserait par rapport aux actuelles grandes compagnies suprarégionales et aux sociétés de négoce.

IGEB; Migros; HIAG, JURA, Tela, McDonalds, Watt proposent de reformuler ainsi la deuxième phrase: «... il faut ignorer les différences de production et de consommation au semestre d'été et au semestre d'hiver.» Leur argument est que l'art. 27 LME n'offre pas de base légale pour structurer la part de courant pouvant être librement acquise.

BOG, VKE, Wetzikon, Windisch proposent de biffer l'al. 1. En effet, cette disposition réduit les quantités de courant que les distributeurs finaux peuvent acquérir librement en vertu de la LME, et les défavorise par rapport aux entreprises intégrées verticalement et aux négociants en courant.

IGEB; Migros; HIAG, JURA, McDonalds, Tela, Watt suggèrent l'introduction d'un nouvel al. 3: "³ Les entreprises d'approvisionnement en électricité (fournisseurs en amont) qui sont propriétaires de réseaux de distribution sont tenues d'offrir, pour la fourniture en courant d'autres entreprises d'approvisionnement en électricité (distributeurs) des prix et des conditions identiques à tous les distributeurs ou redistributeurs pendant trois, resp. six années complètes à compter de l'entrée en vigueur de la loi.» L'argument avancé est que par analogie aux dispositions de l'art. 36 (solidarité de prix pour les clients captifs) il s'agit d'offrir des prix identiques à tous les distributeurs finaux jusqu'à l'ouverture complète du marché.

IGEB; Migros; HIAG, JURA, McDonalds, Tela, Watt proposent d'introduire un nouvel al. 4: "⁴ La commission d'arbitrage tranche les litiges portant sur les prix et les conditions visées à l'al. 3.» Pour éviter des procédures judiciaires laborieuses, il appartiendrait aussi à la commission d'arbitrage de trancher dans ce domaine.

IGEB; Migros; HIAG, JURA, McDonalds, Tela, Watt suggèrent l'adoption d'un nouvel al. 5: «⁵ Les entreprises d'approvisionnement en électricité sont tenues de rétribuer leurs clients captifs pour

l'enrichissement ou les économies réalisés du fait de l'acheminement au sens de l'art. 27, al. 1, let. b et al. 2, let. b de la loi, pendant la période transitoire de trois, resp. six ans fixée à compter de l'entrée en vigueur de la loi. La rétribution consistera en l'abaissement des tarifs généraux en vigueur pour les clients captifs. La surveillance des prix garantit le respect de cette prescription.» Ainsi, les économies permises par l'accès au marché des entreprises d'approvisionnement en électricité profiteront en premier lieu aux clients sans accès au marché (PME et ménages).

IGEB; Migros; HIAG, JURA, McDonalds, Tela, Watt proposent encore d'adopter un nouvel al. 6: «⁶ Le droit d'adapter les rapports contractuels (art. 33, al. 1, LME) vaut pour tous les contrats de fourniture d'électricité existant au moment de l'entrée en vigueur de l'étape concernée de l'ouverture du marché.» Il s'agit de permettre l'adaptation de tous les contrats de livraison de courant.

3.46 Art. 45 (Publication des comptes annuels)

IGEB, ZPK; Glas se déclarent satisfaits du délai proposé.

IGEB; Migros; HIAG, JURA, McDonalds, Tela, Watt suggèrent de reformuler la deuxième phrase: «Les chiffres de l'exercice précédent sont à déterminer par analogie.» Cette mesure vise à mettre en lumière les choix comptables adoptés, comme des réévaluations.

Enerdis, la SEFA et Yverdon-les-Bains jugent la période transitoire trop courte. Il faudrait la rallonger à deux ans ou selon les seuils d'éligibilité atteints.

3.47 Art. 46 (Entrée en vigueur)

Pas d'avis exprimé.

3.48 Annexe (Coûts considérés des exploitants de réseaux)

BS, BL; IWB et SIE SA proposent de remanier l'annexe selon les remarques relatives à l'art. 6.

La SSIC et l'UCE approuvent les charges par nature et la proposition faite pour l'établissement des amortissements comptables et des frais financiers. Si le modèle d'évaluation des actifs financiers (CAPM) décrit au chapitre 4.4.3 leur apparaît judicieux, la SSIC et l'UCE préconisent toutefois de se référer, s'agissant du taux d'intérêt sans risque applicable au capital emprunté, au taux des obligations fédérales d'une durée de dix ou vingt ans.

IGEB, ZPK; Glas proposent de classer parmi les coûts non imputables les investissements non amortissables (INA) concernant les installations de réseau, au même titre que ceux se rapportant aux installations de production (point 4.3). L'expression «Investissements non amortissables dans des installations de production» nécessite par ailleurs des éclaircissements.

En revanche, VSSV préconise d'admettre comme coûts imputables les INA touchant aux réseaux.

L'UVS et SWS regrettent que les principes relatifs aux coûts imputables empêchent le maintien d'une exploitation sûre du réseau. L'interdiction des suramortissements (point 4.4.2) risque d'occasionner des travaux de renouvellement sans justification économique. En outre, le taux de 6 % fixé pour le capital investi et le supplément de risque de 0,5 % sont jugés insuffisants. Un

supplément de 1,25 % serait conforme au marché. Enfin, le ratio standardisé de 30 % de capital propre et de 70 % de capital emprunté prêterite les entreprises soucieuses d'un financement sain.

La Comco propose de biffer au point 4.2 «les coûts et la facturation des mandats de planification et d'exécution des contrôles», vu que selon la nouvelle ordonnance sur les installations à basse tension, les propriétaires pourront désormais mettre en service leurs installations, les contrôler et les entretenir selon les règles du droit privé. En outre, la Comco suggère de mentionner la possibilité de facturer les coûts des prestations de conseil imposées aux exploitants de réseaux par la Confédération, les cantons ou les communes.

De l'avis de SATW, une ordonnance ne devrait contenir que des principes et s'appuyer sur des bases reconnues par tous. Il s'agit donc de retravailler et d'élaguer l'annexe.

energiepool relève des doublons avec le texte de l'ordonnance et propose de supprimer l'annexe.

L'USIE; l'AES, l'ASE, VEE; PKES; AEW, Altstätten, atel, axpo, Berneck, Diepoldsau, Dintikon, EBL, EBM, Ebnat-Kappel, EGL, EKT, EKZ, eos, ESI, EWVA, les FMB, IBA, ibk, IG Rheintal, Klingnau, Muhen, Niederhelfenschwil, Oberbüren, onyx, Rüthi, SAK, Schmerikon, sgs, sn energie, St. Gallen, TBF, TBM, VAS, VELO, VTE, Waldkirch, Widnau, Wittenbach, Würenlingen, Zuzwil préconisent un remaniement en profondeur, incluant les changements ou reformulations suivants:

Point 2:

Valeur des immobilisations: «Est réputée valeur des immobilisations la valeur à neuf de remplacement, qui correspond aux coûts exigés pour constituer à neuf le réseau disponible, aux prix d'aujourd'hui et selon le stade actuel de la technique.» Le premier et le second point listés sont à biffer. Comme alternative, on pourrait penser à un calcul basé sur les coûts historiques d'acquisition, majorés de la part affectée au maintien de la substance nette.

Capital investi: terme à remplacer par «biens nécessaires à l'exploitation», à déterminer à partir des immobilisations nécessaires à l'exploitation évaluées à la moitié des valeurs à neuf de remplacement, év. après déduction des contributions versées pour le raccordement, majorées des fonds de roulement nécessaires à l'exploitation (moyenne annuelle pondérée), déduction faite des engagements et des acomptes exempts d'intérêt.

Amortissements comptables: «La perte de valeur des investissements calculée pour un exercice, définie comme la valeur comptable divisée par la durée résiduelle de vie technique ou comme la valeur à neuf de remplacement divisée par la durée totale de vie technique.»

Intérêt comptable: «la rémunération des biens nécessaires à l'exploitation, y compris...».

Point 3:

«La structure du calcul des coûts selon l'art. 6, al. 6, LME, figure dans le schéma de calcul des coûts pour les exploitants de réseaux établie par la branche.» Le renvoi au schéma de calcul des coûts élaboré pour les exploitants de réseaux permet d'éviter l'apparition d'éléments faisant double emploi ou contradictoires.

Point 4:

Le point 4.1 ne devrait contenir que des termes généraux: les listes détaillées sont à proscrire, à cause des changements toujours possibles par la suite (obligations légales). La branche tiendra à jour un tel document.

Point 4.4.1 Principes: «La base de calcul des amortissements comptables est la valeur actuelle de remplacement; les amortissements de la durée résiduelle de vie technique s'effectuent de manière linéaire, resp. la valeur à neuf de remplacement est divisée par la durée totale de vie technique. S'agissant des intérêts comptables, les biens nécessaires à l'exploitation servent de base de calcul.»

Point 4.4.2 Bases de calcul:

«Valeur des immobilisations: les exploitants de réseaux sont tenus de séparer clairement les actifs imputables à l'exploitation du réseau et de déterminer pour eux la valeur actuelle de remplacement sur la base de leur comptabilité des immobilisations.»

Suramortissements: biffer.

Investissements de remplacement: biffer.

Point 4.4.3 Bases de calcul pour les intérêts comptables:

Capital investi: remplacer par «Biens nécessaires à l'exploitation», selon remarques au point 2.

Taux d'intérêt sans risque: comme la plupart des installations présentent des durées de vie longues, il convient d'aligner le taux d'intérêt sans risque sur celui des obligations fédérales de 10 ans.

Taux d'intérêt du capital emprunté: le supplément sera d'au moins 1,0 %. Les suppléments dus à la notation (rating) entre les obligations fédérales d'une durée de dix ans et les prêts dans le secteur de l'énergie dépassaient largement 50 points au début d'octobre 2001 et la tendance est à la hausse, vu l'estimation supérieure des risques. Quant aux EAE n'ayant pas la possibilité de se financer sur le marché des capitaux, leur financement par les banques renchérit de 20 points supplémentaires par rapport au financement sous forme de prêts.

Taux d'intérêt pour le capital propre: au lieu du concept CAPM, partir du modèle WACC (weighted average cost of capital) avec un taux minimum de 7 %.

Supplément de risque pour le capital propre: au lieu de 3,75 %, le fixer dans une fourchette de 4,5 % à 6 %.

Part de capitaux propres: l'augmenter à 40 % sur la base de la valeur actuelle de remplacement. En effet, il faut impérativement planifier sur le long terme un financement conforme aux échéances, ce qui dans la pratique n'est possible que via le capital propre. Une part de 40 à 50 % peut être considérée comme appropriée, faute de quoi la dépendance des bailleurs susceptibles de résiliation serait excessive. En outre, si la part de capital propre admissible était inférieure, les conditions de crédit risqueraient de se détériorer. Si par ailleurs la production décentralisée de courant devait s'imposer davantage, le rendement des réseaux diminuerait d'autant, un risque que le capital propre permettrait seul de couvrir.

Point 5: à biffer.

Annexe: catégories d'installation et les durées de vie. Il conviendrait d'assouplir les durées d'amortissement en indiquant des fourchettes. La durée d'amortissement devrait se régler sur la durée du cycle technologique et sur la durée de vie technique.

Winterthur suggère les changements ou compléments suivants:

Point 2 Ratio de financement: «... sur le capital total. La part respective du capital propre et du capital emprunté est de 40 % et 60 %.» La prise de position de l'AES justifie ce ratio.

Point 4.4.3 Taux d'intérêt applicable au capital propre: «... risque dans la branche. Le taux d'intérêt du capital propre s'obtient en appliquant 3,0 % de supplément pour le Small Cap Premium et pour le risque économique de l'entrepreneur.» Ce groupe de participants approuve sur le fond le modèle du CAPM, mais exige un rendement lié au risque supérieur aux 4,5 % inscrits dans le projet d'ordonnance. En effet, une étude du CSFB le situe 1 % plus haut. Il faudrait en outre appliquer les suppléments suivants sur le capital propre: 2,0 % pour un Small Cap Premium, et 1,0 % pour le risque économique de l'entrepreneur.

Point 4.4.3 Taux d'intérêt comptable pondéré: «Le taux d'intérêt comptable pondéré se calcule sur la base d'un ratio standardisé de 40 % de capital propre et de 60 % de capital emprunté, de la manière suivante: $0,4 * R_{ek} + 0,6 * R_{fk}$.»

Thun se rallie aux propositions ci-dessus des services industriels, et propose au point 4.2 de compléter la rubrique Droits d'acheminement, redevances de concession, mandats de prestations: «... ainsi que les prestations économiquement efficaces, dans le cadre de mandats de prestations communaux.»

EPH préconise les changements suivants:

Point 2 Définitions: Introduction de la valeur actuelle de remplacement

Point 4.2 Services-système: y compris la mesure d'exploitation, la saisie de la production et de la consommation, ainsi que les coûts de facturation correspondants.

Point 4.4.2 Délimitation: "... doivent être déduites de la valeur des immobilisations comportant des intérêts.»

Point 4.4.2 Durée d'amortissement: «... dans l'annexe. Le taux applicable est fixé à 80 % de la durée de vie technique selon l'annexe.»

Point 4.4.3 Taux d'intérêt applicable au capital emprunté: supplément de risque conforme au marché, au minimum 1 %.

Point 4.4.3 Taux d'intérêt applicable au capital propre: formulation plus simple, plus pertinente pour les exploitants de réseaux.

Point 4.4.3 Taux d'intérêt comptable pondéré: part de capital propre adaptée à la situation, au minimum 40 %.

Enerdis, ESR, la SEFA, Sierre et Yverdon-les-Bains exigent que l'annexe se limite à fixer les principes et évite de faire double emploi et de s'écarter des principes élaborés par la branche (p. ex. durée de vie selon annexe). Le taux d'intérêt pondéré devrait s'élever à 7 % au minimum. Quant à la séparation obligatoire des actifs imputables à l'exploitation du réseau, elle pose des problèmes insolubles pour les infrastructures communes à plusieurs secteurs d'activité d'une entreprise.

IBB propose de fixer à 6 % au moins le taux d'intérêt pondéré servant à fixer les intérêts comptables. De son côté, EW Höfe revendique au minimum 7 à 8 %.

ESR propose un taux d'intérêt pondéré de 6,5 à 7 %.

BOG, Sevelen, VKE, Windisch et Wetzikon critiquent la liste des durées de vie de l'annexe. Il convient de lui préférer les marges de fluctuation selon le schéma de calcul des coûts de l'AES.

La SPR suggère de biffer au point 3.3 la possibilité de pratiquer des amortissements extraordinaires dans des cas justifiés. En effet, l'utilisation des valeurs comptables pour le calcul des amortissements et la possibilité de faire valoir des frais financiers importants selon l'art. 8, al.7, rendent cet alinéa superflu. En outre, la SPR demande à préciser au point 4.4.1, première phrase, qu'il s'agit de la valeur d'acquisition actuelle (Anschaffungszeitwert). Au point 4.4.2 Valeur des immobilisations, il faut bien parler en allemand de valeur à neuf de remplacement (Wiederbeschaffungsneuwert). Enfin, la SPR propose de fixer à long terme les valeurs β et $(R_m - R_f)$, pour que les exploitants de réseaux soient en mesure d'estimer le taux d'intérêt auquel ils auront droit pendant une période de régulation.

Participants: liste des abréviations (par ordre alphabétique)

Arbeitsgruppe Christen und Energie	ACE
Associazione consumatrici della Svizzera italiana	acsi
Association des usiniers romands	ADUR
Agence des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique	AEE
AEK Energie AG	AEK
Association des entreprises électriques suisses	AES
AEW Energie AG	AEW
Canton d'Argovie	AG
Canton d'Appenzell Rh. Int.	AI
Alliance des sociétés féminines suisses	alliance F
Elektrizitäts- und Wasserwerk Altstätten	Altstätten
Canton d'Appenzell Rh. Ext.	AR
Association suisse des électriciens	ASE
Association suisse des chefs d'exploitation et exploitants de traitement des déchets	ASED
Association suisse des maîtres ferblantiers et appareilleurs	ASFMA
Association suisse de l'industrie gazière	ASIG
Association suisse pour l'énergie atomique	ASPEA
atel	atel
Aktion für vernünftige Energiepolitik Schweiz	AVES
Association valaisanne des producteurs d'énergie électrique	AVPE
Arbeitsgemeinschaft Wärmepumpen	AWP
Axpo Holding	Axpo
Canton de Berne	BE
Commune de Berneck	Berneck
Bernischer Elektrizitätsverband	bev
Canton de Bâle-Campagne	BL
Bernmobil	BM
Betriebsleiterverband ostschweiz. Gemeinde-Elektrizitätswerke	BOG
Commune de Boudevilliers	Boudevilliers
Canton de Bâle-Ville	BS
Elektra Busslingen	Busslingen
Commission parlementaire de l'environnement, de l'énergie et de l'aménagement du territoire du Conseil national	CEATE-N
Commission fédérale de la consommation	CFC
Commission fédérale de l'économie des eaux	CFEE
Chemins de fer fédéraux	CFF
Conférence gouvernementale des cantons alpins	CGCA
Schweiz. Gemeindeverband	CHG
Assoc. suisse de la branche du chauffage, de la ventilation et de la climatisation	Clima Suisse
Commission de la concurrence	Comco
Coop Suisse	Coop
Centre patronal	CP
Conférence des syndicats chrétiens de Suisse	CSC
Politische Gemeinde Diepoldsau, Elektrizitätsversorgung	Diepoldsau
Commune de Dintikon	Dintikon
Ernst & Young AG, Berne	E. Young
Eidg. Anstalt für Wasserversorgung, Abwasserreinigung und Gewässerschutz	EAWAG

Elektra Baselland Liestal	EBL
Elektra Birseck, Münchenstein	EBM
Elektrokorporation Ebnat-Kappel	Ebnat-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
Elektrizitätskorporation, Marthalen	EKM
Elektrizitätswerk des Kantons Thurgau	EKT
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
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
Zentralschweizerische Kraftwerke	EWZCH
Elektrizitätswerk Altdorf	EWZCH
Elektrizitätswerk Nidwalden	EWZCH
Elektrizitätswerk Schwyz	EWZCH
ewl Energie Wasser Luzern	EWZCH
WWZ Netze AG	EWZCH
Forces motrices bernoises SA	FMB
Fondation suisse pour la protection et l'aménagement du paysage	FP
Femmes pour l'énergie	fpe
Fédération suisse des représentations du personnel de l'économie électrique	FPE
Canton de Fribourg	FR
Fédération romande des consommateurs	FRC
Fédération romande des syndicats patronaux	FRSP
Fédération suisse des entrepreneurs	FSE
Fédération suisse de la pêche	FSP
Fachverband der Beleuchtungsindustrie	FVB

Canton de Genève	GE
Genossenschaft Elektra Fislisbach	GEF
Gemeindeverband für Kehrichtbeseitigung Region Aarau-Lenzburg	GEKAL
Canton de Glaris	GL
Vereinigung Schweiz. Glasfabriken	Glas
Canton des Grisons	GR
Greenpeace Suisse	Greenpeace
Gruyère énergie SA	Gruyère
Gemeindeverband für Kehrichtbeseitigung Region Aarau-Lenzburg	GVKB
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
IWB	IWB
Canton du Jura	JU
JURA-Holding	JURA
Konsumentenforum Schweiz	kf
Stadt Klingnau	Klingnau
kronoswiss	kronoswiss
Conseil communal de la 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
Les Verts	Les Verts
Licht- und Kraftwerk Glattfelden	LKW
Canton de Lucerne	LU
Mc Donald's	Mc Donald's
Fédération des coopératives Migros	Migros
Municipalité de Moutier	Moutier
Gemeindewerke Muhen, Elektrizitätsversorgung	Muhen
Canton de Neuchâtel	NE
Gemeinde Niederhelfenschwil	Niederhelfenschwil
Canton de Nidwald	NW
Gemeinde Oberbüren, Elektrizitätsversorgung	Oberbüren
Gemeinde Oberentfelden, Technische Betriebe	Oberentfelden
Office fédéral des transports	OFT
onyx, Energie Mittelland	onyx
Städtische Werke Opfikon	Opfikon
Usines de l'Orbe	Orbe
Organisme pour les problèmes d'entretien des routes, d'épuration des eaux usées et d'élimination des déchets	ORED

Canton d'Obwald	OW
Präsidentenkonferenz Kantonalverbände der Endverteiler und Strombezüger	PKES
Parti libéral suisse	PLS
Parti radical-démocratique suisse	PRD
Association des fournisseurs de matériel de chauffage	Procal
Parti socialiste suisse	PS
Parti socialiste vaudois	ps-vd
Regionale Energiegesellschaft Visp/Westlich Raron	REG AG
Regionale energieLieferung Leuk AG	ReLL
Elektra Remetschwil	Remetschwil
Schweiz. Arbeitsgemeinschaft für Natur und Heimat (Rheinaubund)	rheinaubund
rii-seez power	rsp
Elektra Rüthi	Rüthi
Schweiz. Arbeitsgemeinschaft für die Berggebiete	SAB
Saint-Imier	Saint-Imier
St. Gallisch-Appenzellische Kraftwerke AG	SAK
Schweiz. Akademie der technischen Wissenschaften	SATW
Schweizerische Betriebsdirektorenkonferenz	SBDK
EW Schmerikon AG	Schmerikon
Société Electrique des Forces de l'Aubonne	SEFA
Schweiz. Energiestiftung	SES
Wasser- und Elektrizitätswerk Sevelen	Sevelen
Canton de Saint-Gall	SG
St. Galler Stadtwerke	sgsw
Canton de Schaffhausen	SH
Service intercommunal de l'électricité	SIE SA
Sierre Energie	Sierre
Les Energies de Genève	SIG
Stiftung für Konsumentenschutz	SKS
sn energie	sn energie
Canton de Soleure	SO
Società Elettrica Sopracenerina	Sopracenerina
Surveillance des prix	SPR
Société suisse pour l'énergie solaire	SSES
Société suisse des industries chimiques	SSIC
Ville de Saint-Gall	St. Gallen
Gemeinde Strengelbach, Elektrizitätsversorgung	Strengelbach
Schweiz. Technischer Verband - Swiss Engineering	STV
SWISSMEM	SWISSMEM
Swissolar	Swissolar
swisspower	swisspower
Städtische Werke Solothurn	SWS
Schweiz. Wasserwirtschaftsverband	SWWV
Städtische Werke Zofingen	SWZ
Canton de Schwyz	SZ
Technische Betriebe Flawil	TBF
Technische Betriebe St. Margrethen	TBM
Technische Betriebe Wil	TBW

Tela-Kimberly	Tela
Tribunal fédéral	TF
Tribunal fédéral des assurances	TFA
Canton de Thurgovie	TG
energie thun	Thun
Canton du Tessin	TI
Commune de Tübach	Tübach
Union suisse des consommateurs d'énergie de l'industrie et des autres branches écon.	UCE
Union démocratique du centre	UDC
Union pétrolière	UP
Union patronale suisse	UPS
Canton d'Uri	UR
Union suisse des arts et métiers	USAM
Union syndicale suisse	USS
Union des villes suisses	UVS
Verband Aargauischer Stromkonsumenten	VAS
Vereinigung Bündnerischer Elektrizitätswerke	VBE
Canton de Vaud	VD
Vereinigung exportierender Elektrizitätsunternehmen	VEE
Verband der Elektro-Installationsfirmen im Linthgebiet und Oberland	VELO
Association suisse pour la communication visuelle	viscom
Verband Kommunaler Elektrizitätsversorgungs-Unternehmen im Kanton Zürich und angrenzenden Gebieten	VKE
Canton du Valais	VS
Verband Schweiz. Elektro-Installationsfirmen	VSEI
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
Gemeindewerke Wetzikon	Wetzikon
Gemeinde Widnau, Elektrizitätsversorgung	Widnau
Gemeindebetriebe Windisch Elektrizitäts- und Wasserwerk	Windisch
Ville de Winterthur	Winterthur
Commune de Wittenbach	Wittenbach
Schweiz. Fachverband für Wärmekraftkopplung	WKK
Gemeinde Würenlingen, Elektrizitätswerk	Würenlingen
World Wide Fund for Nature Suisse	WWF
Ville d'Yverdon-les-Bains, Services industriels	Yverdon-les-Bains
Canton de Zoug	ZG
Canton de Zurich	ZH
Verband der Schweiz. Zellstoff-, Papier- und Kartonindustrie	ZPK
Commune de Zuzwil SG	Zuzwil

Ordonnance sur le marché de l'électricité (OME)

du2002

Le Conseil fédéral,

Vu l'art. 25, al. 2, de la loi sur le marché de l'électricité du 15 décembre 2000¹ (loi, LME), l'art. 52, al. 1, de la loi fédérale du 8 octobre 1982 sur l'approvisionnement économique du pays² et l'art. 3, al. 2, let. a, de la loi sur les installations électriques du 24 juin 1902³,

arrête:

Chapitre 1: Définitions

Art. 1

Dans la présente ordonnance, on entend par:

- a. *Energie d'ajustement à la consommation*: l'énergie nécessaire pour couvrir la différence entre la consommation (ou la fourniture) effective et la consommation (ou la fourniture) nécessaire selon le programme prévisionnel.
- b. *Groupe-bilan*: unité autonome assurant son propre comptage et ses décomptes, réunissant dans la zone de réglage un nombre variable de consommateurs finaux ainsi que de fournisseurs ayant leur centre de comptage et de décomptes.
- c. *Clients éligibles*: les consommateurs finaux, les producteurs d'électricité, les entreprises d'approvisionnement en électricité et les entreprises faisant le commerce d'électricité qui ont droit à l'acheminement non-discriminatoire d'électricité.
- d. *Rétribution de l'acheminement*: l'émolument à verser pour l'utilisation du réseau.
- e. *Clients propres*: les consommateurs finaux qu'une entreprise d'approvisionnement en électricité fournit en courant acheté ou provenant de ses propres installations de production.
- f. *Autoproduiteurs*: les propriétaires d'installations de production d'énergie auxquelles les participations détenues par des entreprises d'approvisionnement en électricité ou des exploitants de réseaux n'excèdent pas 50 %, et qui produisent de l'énergie de réseau essentiellement pour leur propre usage. En outre, la production et le site de consommation doivent former une seule unité économique et géographique. Cette exigence est aussi remplie lorsqu'un consommateur dispose

1 RS ...
2 RS 531
3 RS 734.0

- d'une ligne propre reliant son site à un producteur, sans servir à l'approvisionnement public.
- g. *Programme prévisionnel*: une base d'information qui prévoit le profil d'une fourniture d'électricité injectée ou acquise pendant une période de comptage déterminée et en des points de comptage fixés à l'avance.
- h. *Profil de charge*: une représentation de la quantité d'électricité fournie ou acquise dans un laps de temps donné.
- i. *Fournisseur*: les entreprises d'approvisionnement, les producteurs et les entreprises faisant le commerce de courant qui fournissent en électricité les entreprises d'approvisionnement ou des consommateurs finaux.
- j. *Energie de réglage*: l'apport d'électricité (ou de puissance électrique) obtenu automatiquement ou commandé depuis des centrales pour maintenir les échanges prévus d'électricité et garantir le bon fonctionnement du réseau.
- k. *Zone de réglage*: un secteur du réseau de transport pour lequel le gestionnaire est chargé d'ajuster la fourniture en électricité à la consommation. La zone de réglage est délimitée physiquement par des postes de comptage.
- l. *Niveau de tension*: un niveau de tension est formé des composants de l'un des quatre niveaux et des transformateurs du niveau de tension immédiatement supérieur.
- m. *Services-système*: tous les services indispensables à l'exploitation sûre des réseaux. Ils couvrent la coordination du système, la gestion de l'ajustement à la consommation, le réglage primaire, l'aptitude au démarrage autonome et à la marche en flots de producteurs, le maintien de la tension (y compris l'énergie réactive), la mesure d'exploitation, la compensation des pertes de transport.

Chapitre 2: Acheminement

Section 1: Obligation d'acheminer

Art. 2 Conditions d'un acheminement non-discriminatoire

¹ L'obligation d'acheminer l'électricité de manière non-discriminatoire (art. 5, al. 1, LME) vaut aussi bien pour la conclusion d'un contrat d'acheminement que pour le contenu de celui-ci. Les exploitants de réseaux ne sont en particulier pas autorisés à privilégier par rapport à des tiers leurs propres unités commerciales ou des sociétés avec lesquelles ils sont financièrement liés, ni des sociétés qui ont un rapport de collaboration avec eux.

² Les exploitants mettent à disposition des clients éligibles, suffisamment tôt et de manière uniforme, les données de comptage et les informations nécessaires à l'acheminement.

Art. 3 Acheminement en cas de capacité insuffisante du réseau de distribution

¹ Les exploitants déterminent la capacité disponible. Dans ce contexte, on prend en considération l'obligation faite aux exploitants de réseaux d'assurer un réseau performant et commercialement viable, ainsi que les injections et les mesures de gestion de la demande, comme le blocage horaire et les livraisons interruptibles.

² Dans le réseau de distribution, la capacité disponible se calcule à partir de la capacité d'acheminement, déduction faite de la capacité servant à approvisionner les clients propres de l'exploitant et de la capacité requise pour d'autres contrats.

³ Si la demande d'acheminement excède la capacité disponible, l'attribution se fait dans l'ordre chronologique des requêtes.

⁴ Si l'exploitant refuse l'acheminement, il est tenu de prouver par écrit aux clients éligibles, dans un délai de dix jours ouvrables, qu'il ne dispose pas de la capacité nécessaire.

⁵ Si un client éligible n'utilise pas la capacité qui lui est attribuée, l'exploitant de réseau peut dénoncer le contrat d'acheminement dans une mesure équivalente. Les clients éligibles doivent immédiatement signaler les capacités d'acheminement inutilisées à l'exploitant du réseau, faute de quoi il leur incombe d'indemniser ce dernier pour les coûts éventuels.

⁶ Les exploitants de réseaux sont tenus de mettre la capacité libérée à disposition des autres clients éligibles.

Art. 4 Acheminement en cas de capacité insuffisante du réseau de transport

¹ Lors de l'attribution de capacité, le bon fonctionnement des centrales indigènes, les importations servant à alimenter les consommateurs finaux dans le pays et la fourniture d'énergie de réglage et d'énergie d'ajustement à la consommation ont la priorité.

² La Société suisse pour l'exploitation du réseau peut attribuer toute la capacité disponible pour les importations, les transits et les exportations par le biais d'une adjudication concurrentielle, en particulier par vente aux enchères.

³ En cas de refus d'acheminement, la Société suisse pour l'exploitation du réseau doit prouver par écrit dans les dix jours aux clients éligibles que l'exploitation du réseau et la sécurité de l'approvisionnement dans le pays sont en jeu.

Art. 5 Acheminement en cas de capacité insuffisante du réseau électrique des chemins de fer

¹ Le réseau électrique des chemins de fer (courant alternatif 16,7 Hz) n'a aucune obligation d'acheminement, si l'exploitant du réseau prouve dans les dix jours que les besoins de l'exploitation ferroviaire requièrent l'entier de sa capacité de transport et de transformation.

² Les dispositions relatives à l'acheminement en cas de capacité insuffisante du réseau de distribution (art. 3) s'appliquent par ailleurs.

Section 2: Principes de la rétribution de l'acheminement

Art. 6 Coûts imputables

¹ Sont considérés comme coûts imputables les coûts d'exploitation imputables visés à l'al. 2, augmentés des frais financiers imputables au sens de l'al. 3, pour autant qu'ils ne dépassent pas les valeurs de comparaison établies à l'art. 8, al. 1., ainsi que les prestations en espèces visées à l'art. 8, al. 2, prescrites par les autorités cantonales ou communales.

² Peuvent être imputées comme coûts d'exploitation les prestations qui selon l'annexe 1 sont directement en rapport avec l'exploitation du réseau.

³ Peuvent être imputés comme frais financiers les amortissements et les intérêts comptables sur les biens nécessaires à l'exploitation du réseau. Ce sont les valeurs comptables qui forment la base de calcul des amortissements et des intérêts comptables ou, s'ils sont moins élevés, des coûts d'acquisition et de production, après déduction des amortissements linéaires selon la durée de vie comptable fixée à l'annexe 1.

⁴ L'annexe 1 contient les consignes à suivre pour établir la structure de calcul des coûts, le calcul des coûts imputables et la présentation du rapport.

⁵ Les exploitants de réseaux qui forment une communauté tarifaire sont considérés comme une seule unité économique.

Art. 7 Compensation des coûts entre les niveaux de tension

Les coûts d'un niveau supérieur de tension sont équitablement répartis sur les niveaux inférieurs, pour autant qu'ils ne doivent pas être imputés aux clients du niveau supérieur. 30 % des coûts sont imputés selon la consommation finale du niveau de tension à charger et des niveaux de tension inférieurs. Les 70 % restants sont imputés selon les puissances semestrielles maximales (du 1^{er} octobre au 31 mars et du 1^{er} avril au 30 septembre) que le niveau de tension à charger demande au niveau supérieur.

Art. 8 Rétribution de l'acheminement en fonction de critères d'efficacité

¹ L'Office fédéral de l'énergie (l'office) effectue des comparaisons en matière d'efficacité sur la base de valeurs de remplacement et il publie les résultats obtenus. Les décisions de la commission d'arbitrage sur le montant de la rétribution de l'acheminement demeurent réservées.

² Pour déterminer les valeurs de comparaison au sens de l'al. 1, il faut déduire les taxes imposées par les autorités cantonales ou communales, les cessions de bénéfices, les redevances de concession et autres prélèvements.

³ Les différences d'ordre structurel non influençables par les entreprises sont prises en compte pour déterminer les valeurs de comparaison.

⁴ Le plafond annuel admis pour le chiffre d'affaires pendant la période de référence correspond aux coûts imputables de l'année de référence selon l'art. 6, al. 1. La période présente une durée de 4 ans. L'office signalera à l'avance les dérogations à cette périodicité.

⁵ 90 jours avant le début de la période de référence, les exploitants de réseaux annoncent à l'office, à l'attention de la commission d'arbitrage, les plafonds admis pour le chiffre d'affaires qu'ils ont calculés et les bases de calcul correspondantes; 90 jours après la fin de la période de référence, ils lui annoncent leur chiffre d'affaires effectif.

⁶ Si un plafond admis pour le chiffre d'affaires sur la base de la valeur de comparaison ne peut raisonnablement être imposé, la commission d'arbitrage peut fixer sur demande un chemin d'ajustement approprié.

⁷ Si les frais financiers augmentent sensiblement en raison d'investissements, l'exploitant de réseau peut adapter le plafond admis pour le chiffre d'affaires avant l'expiration de la période de référence. Il en informe l'office, à l'attention de la commission d'arbitrage, 90 jours à l'avance. Les dispositions de l'art. 6, al. 1, demeurent réservées.

Art. 9 Fixation de la rétribution de l'acheminement

¹ Les exploitants de réseaux déterminent chaque année la rétribution qui leur est due pour l'acheminement du courant, en se fondant sur le plafond admis pour le chiffre d'affaires fixé à l'art. 8.

² Les principes servant à fixer la rémunération sont:

- a. des structures de rétribution simples, fondées sur l'imputation équitable des coûts;
- b. une rétribution indépendante de la distance, à chaque point de prélèvement pour la consommation finale;
- c. une rétribution uniforme par niveau de tension et par catégorie de clients.

³ Les principes applicables pour la structure de rétribution sont les suivants:

- a. La rémunération de l'acheminement se compose de taxes de puissance et du prix de l'énergie, ou du prix de l'énergie variant dans le temps. Pour fixer les prix, on tiendra compte de la simultanéité des charges individuelles du réseau.
- b. Un prix de base correspondant à la taxe de puissance peut être facturé aux consommateurs finaux pour qui la mesure de la puissance électrique utilisée entraînerait des frais disproportionnés.
- c. Des taxes supplémentaires pour la facturation, la fourniture de données et autres ne sont pas admises. Les indemnités pour les prestations spéciales fixées par contrat demeurent réservées.

⁴ Le Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication (département) peut édicter des directives relatives à la structure de la redevance d'acheminement.

⁵ Pour calculer la rétribution de manière uniforme par niveau de réseau et par groupe de clients, il convient d'exclure les taxes, cessions de bénéfice, redevances de concession et autres émoluments prescrits par les autorités cantonales ou communales.

⁶ Sur la base d'une convention internationale conclue par le Conseil fédéral, le département peut obliger les producteurs d'électricité à verser une rétribution pour l'injection de courant, pour autant que l'harmonisation internationale l'exige. Le montant de la rétribution de l'injection doit être approuvé par le département.

Art. 10 Annonce et publication de la rétribution de l'acheminement

Les exploitants de réseaux annoncent à l'office, pour le 30 novembre, leurs coûts d'acheminement pour l'année suivante et ils les publient simultanément, sous une forme accessible à tous.

Art. 11 Services-système pour les autoproducteurs et les réseaux électriques des chemins de fer

¹ Seuls les services-système effectivement sollicités peuvent être facturés aux consommateurs finaux possédant leurs propres installations de production d'électricité, pour l'énergie qu'ils produisent eux-mêmes et consomment sur place.

² Il ne peut être facturé aux réseaux électriques des chemins de fer que les services-système qu'ils ne fournissent pas eux-mêmes.

Art. 12 Compensation des différences excessives de coûts d'acheminement

¹ Si une fois épuisées les mesures cantonales décrites à l'art. 6, al. 5, de la loi, les coûts moyens d'acheminement à la charge des consommateurs finaux d'un canton dépassent la moyenne suisse de plus de 25 %, le département remet au Conseil fédéral, après avoir entendu les cantons, un rapport sur d'autres mesures appropriées. Ce rapport envisagera en particulier la création de sociétés intercantionales d'exploitation et l'institution d'un fonds de compensation.

² L'office détermine les données nécessaires, en collaboration avec les cantons.

Art. 13 Coûts et recettes des échanges internationaux d'électricité

¹ La Société suisse pour l'exploitation du réseau doit présenter de manière séparée des autres frais les coûts imputables aux échanges internationaux d'électricité (importations, exportations, transit).

² La rétribution de l'acheminement pour les échanges internationaux d'électricité est calculée en fonction des principes exposés à l'art. 6, al. 1, de la loi. Les dispositions sur la rétribution de l'acheminement fixées dans des conventions internationales demeurent réservées.

³ Les recettes que la Société suisse pour l'exploitation du réseau tire des adjudications concurrentielles au sens de l'art. 4, al. 2 doivent être affectées à:

- a. l'indemnisation des coûts supplémentaires résultant d'interventions dans l'activité de centrales ou de fournitures imposées à la Société suisse pour l'exploitation du réseau à cause des échanges internationaux d'électricité,
- b. des amortissements anticipés ou au financement d'investissements au titre de l'extension du réseau de transport, afin d'en prévenir les congestions.

Chapitre 3: Fournitures d'électricité

Section 1: Changement de fournisseur, acquisition d'électricité sans contrat de fourniture et facturation

Art. 14 Changement de fournisseur et acquisition d'électricité sans contrat de fourniture

¹ Si les consommateurs finaux résilient leur contrat de fourniture d'électricité, l'exploitant du réseau ne peut leur facturer aucun coût pour le passage à un nouveau fournisseur, pas plus d'ailleurs qu'à ce dernier ou à l'ancien fournisseur. Toutefois, si le contrat est dénoncé par le fournisseur, l'exploitant peut lui facturer les coûts dus au changement.

² Si des consommateurs finaux acquièrent de l'électricité sans contrat de fourniture, l'exploitant du réseau peut leur fournir le courant nécessaire aux prix du marché. Il peut leur facturer les coûts supplémentaires dus à l'absence de contrat.

Art. 15 Facturation

¹ Les exploitants de réseaux mentionnent séparément, dans leur facturation aux consommateurs finaux:

- a. la rétribution de l'acheminement et le montant y relatif facturé;
- b. les services-système, s'ils font l'objet d'accords particuliers entre les parties contractantes;
- c. la part que représentent les taxes liées à l'exploitation du réseau, comme les redevances de concession et les coûts supplémentaires qu'entraîne un mandat de prestations pour l'exploitant du réseau. La taxe sur la valeur ajoutée doit figurer à part des autres taxes.

² Les fournisseurs d'électricité mentionnent séparément, dans leur facturation aux consommateurs finaux:

- a. les prix, le montant facturé pour la fourniture d'électricité et la taxe sur la valeur ajoutée correspondante;
- b. les données relatives au type de production et à la provenance du courant, selon l'art. 25.

Section 2: Groupes-bilans et énergie d'ajustement à la consommation

Art. 16 Groupes-bilans

¹ Les consommateurs finaux font partie du groupe-bilan de leur fournisseur et ils ne peuvent être attribués qu'à un seul de ces groupes. Les consommateurs finaux et les fournisseurs peuvent former leurs propres groupes-bilans au sein de la zone de réglage.

² Chaque groupe-bilan est dirigé par un responsable de groupe-bilan. Celui-ci veille à maintenir en tout temps un bilan de puissance et d'énergie aussi équilibré que possible dans son groupe-bilan.

³ La Société suisse pour l'exploitation du réseau facture au titre d'énergie d'ajustement à la consommation les écarts par rapport au bilan. Un contrat avec la Société suisse pour l'exploitation du réseau fixe les droits et les obligations des responsables de groupes-bilans. En cas de litige à propos de ces contrats, l'office tranche.

⁴ L'office fixe les exigences que les responsables de groupes-bilans doivent remplir et détermine les règles techniques et administratives relatives à la constitution et à la gestion des groupes-bilans.

Art. 17 Energie d'ajustement à la consommation

¹ La Société suisse pour l'exploitation du réseau livre aux groupes-bilans l'énergie d'ajustement à la consommation. Le décompte se fait en kilowatts, à intervalles de ¼ heure.

² Les fournitures plus importantes d'énergie d'ajustement de la consommation peuvent donner lieu à un supplément et les fournitures moins importantes à un rabais sur le prix du marché de l'énergie de réglage. La Société suisse pour l'exploitation du réseau fixe les principes de la formation des prix. Ces principes sont soumis à l'approbation du département.

³ La Société suisse pour l'exploitation du réseau publie les prix de l'énergie d'ajustement de la consommation.

⁴ Si le réseau électrique des chemins de fer au sens de l'art. 2, al. 2, de la loi est mis à contribution pour la fourniture de consommateurs finaux, pour celle d'entreprises d'approvisionnement électrique ou pour le négoce d'électricité, les chemins de fer fédéraux assument pour ce réseau les fonctions de la Société suisse pour l'exploitation du réseau telles qu'elles sont énumérées dans ledit article.

Chapitre 4: Comptabilité et présentation des comptes

Art. 18

¹ Les entreprises opérant dans la production, le transport ou la distribution d'électricité tiennent une comptabilité séparée pour chacun de ces domaines ainsi que pour leurs

autres activités, ou alors elles veillent à réaliser cette séparation en attribuant à chaque écriture un caractère distinctif. La vente et le commerce d'électricité ou les achats de courant à des tiers ne doivent pas figurer dans les comptes relatifs au transport ou à la distribution d'électricité.

² Le contenu, l'évaluation et la structure des comptes annuels séparés sont régis par les dispositions du code des obligations. Pour les entreprises relevant du droit public cantonal, les dispositions de droit cantonal restent réservées.

³ Sous réserve de dispositions plus strictes, les comptes annuels relatifs au transport et à la distribution d'électricité sont publiés avec les chiffres de l'année précédente et ils comportent une partie explicative. Ils doivent pouvoir être consultés au siège de l'entreprise pendant les six mois qui suivent la clôture d'exercice et, sur demande, ils seront remis aux autorités fédérales, aux autorités cantonales et à la commission d'arbitrage.

Chapitre 5: Garantie de l'approvisionnement électrique

Art. 19 Restrictions illicites à la concurrence

¹ L'office suit l'évolution du marché de l'électricité, en particulier le comportement des entreprises ayant une position dominante.

² En cas d'indices de restrictions illicites à la concurrence, comme par exemple des restrictions dans la production ou l'imposition de prix disproportionnés, l'office porte plainte auprès du secrétariat de la commission de la concurrence.

Art. 20 Perturbation ou menace de la sécurité d'approvisionnement

¹ L'office suit l'évolution nationale et internationale du marché, dans la perspective d'assurer un approvisionnement électrique fiable et économiquement supportable dans toutes les parties du pays. Il prend en considération les rapports de la Société suisse pour l'exploitation du réseau selon l'art. 21, al. 5, et informe les services fédéraux intéressés.

² S'il apparaît que malgré les obligations inscrites à l'art. 10, al. 1, let. c, de la loi, la sécurité de l'approvisionnement du pays va être notablement menacée ou perturbée, le département transmet au Conseil fédéral, d'entente avec le Département fédéral de l'économie, des propositions de mesures visant à assurer l'approvisionnement national et son financement, en particulier:

- a. l'obligation pour les responsables de groupes-bilans de conclure des contrats de fourniture à long terme ou des capacités propres de production;
- b. l'obligation pour la Société suisse pour l'exploitation du réseau de mettre au concours des projets de constructions ou d'extension de centrales, ou de conclure des contrats d'importation à long terme au profit des responsables de groupes-bilans.

Chapitre 6: Exploitation du réseau et comptage

Art. 21 Société suisse pour l'exploitation du réseau

¹ La Société suisse pour l'exploitation du réseau gère le réseau de transport des niveaux de 220/380 kV. De plus, les réseaux ou les parties de réseaux de niveau de tension inférieur destinés exclusivement au transport à longue distance sont également considérés comme faisant partie du réseau de transport. En cas de litige, le département tranche.

² Elle peut devenir propriétaire du réseau de transport ou de parties de celui-ci. Si le réseau de transport ou des parties de celui-ci n'appartiennent pas à la Société suisse pour l'exploitation du réseau, celle-ci contrôle les travaux d'entretien effectués par les propriétaires et ordonne, le cas échéant, des mesures pour en réparer les déficiences.

³ La société suisse pour l'exploitation du réseau gère la zone de réglage du réseau à 50 Hertz pour toute la Suisse et assume donc

- a. la mise en place du marché de l'énergie de réglage et d'ajustement à la consommation, y compris la fourniture, la mise en œuvre et la facturation de cette énergie;
- b. le déroulement des programmes prévisionnels, le comptage exigé de l'électricité ainsi que l'échange de données avec les responsables de groupes-bilans et les autres acteurs du marché;
- c. la mise en place des services-système;
- d. les échanges de courant avec les zones de réglage internationales ainsi qu'avec le réseau électrique des chemins de fer;
- e. la mise en œuvre de mesures pour remédier à la congestion du réseau.

⁴ Pour opérer le réglage, elle n'utilise que de l'électricité produite à partir d'énergies renouvelables.

⁵ Elle informe chaque année les autorités fédérales compétentes de la situation à long terme de l'approvisionnement, de l'exploitation et de la charge du réseau de transport et elle leur signale immédiatement les congestions de capacité à prévoir ou survenues ainsi que les autres événements extraordinaires.

Art. 22 Représentation de la Confédération et des cantons dans le conseil d'administration de la Société suisse pour l'exploitation du réseau

Le Conseil fédéral et la Conférence des directeurs cantonaux de l'énergie désignent chacun un représentant de la Confédération et des cantons au sein du conseil d'administration de la Société suisse pour l'exploitation du réseau.

Art. 23 Tâches des exploitants de réseaux

¹ Les exploitants élaborent en commun et assurent la mise à jour des exigences techniques et administratives minimales relatives à l'accès au réseau et à son exploitation. Le département peut édicter des principes à ce sujet.

² Les exploitants établissent des plans pluriannuels pour assurer l'efficacité et la rentabilité commerciale du réseau. Ces plans indiquent en particulier les besoins en capacité, les mesures pour remédier à la congestion du réseau et les coûts. Les plans pluriannuels établis pour le réseau de transport et pour les réseaux de distribution supracantonaux doivent être transmis pour information à l'office, et ceux établis pour les autres réseaux de distribution aux autorités cantonales.

³ Les exploitants des réseaux de distribution informent chaque année les autorités cantonales compétentes ou l'office au sujet de l'exploitation et de la charge des réseaux ainsi que des événements extraordinaires survenus.

⁴ Si des réseaux de distribution offrent des capacités insuffisantes, les cantons peuvent obliger les exploitants à renforcer les installations correspondantes. Si des réseaux de distribution supracantonaux et le réseau de transport offrent des capacités insuffisantes, le département peut contraindre les exploitants à renforcer les installations concernées.

Art. 24 Comptage et statistique

¹ Les exploitants de réseaux veillent à l'efficacité de la saisie et du traitement des données de comptage chez les producteurs et les consommateurs finaux. La saisie et le traitement doivent être effectués au moyen d'installations appropriées et par du personnel compétent. La tâche peut être déléguée à des tiers.

² Les exploitants de réseaux ou les tiers mandatés par eux doivent pouvoir accéder gratuitement aux installations et aux données de comptage.

³ Les données que l'office recueille dans le cadre de la présente ordonnance sur la production d'électricité, sa consommation et son commerce ainsi que sur les prix du courant peuvent servir à établir en particulier la statistique de l'électricité. Le traitement et la publication des données sont soumis aux dispositions sur la protection des données selon la loi sur la statistique fédérale⁴.

Chapitre 7: Données relatives à la production et à la provenance de l'électricité**Art. 25**

¹ Les producteurs d'électricité, les entreprises d'approvisionnement et celles faisant le commerce d'électricité sont tenus d'indiquer dans leurs offres et dans leur facturation le type de production et la provenance du courant fourni.

⁴ RS 431.01

² Concernant le type de production, il faut indiquer l'énergie primaire employée, en particulier la force hydraulique, le combustible nucléaire, le charbon, le pétrole, le gaz naturel, la biomasse, les déchets, l'énergie solaire et l'énergie éolienne. Si le type de production ou la provenance de l'électricité sont inconnus, il faut le signaler; cela vaut également pour le courant provenant de bourses d'électricité ordinaires. L'indication du type de production se fonde sur les moyennes de production et d'acquisition de l'exercice précédent.

³ L'office règle en particulier la remise des données et la présentation uniforme de l'information destinée aux consommateurs finaux.

⁴ Afin d'empêcher les abus, l'office peut charger des tiers de contrôler l'exactitude des données relatives à la production et à la provenance. Ceux-ci annoncent les abus éventuels à l'office et dressent un rapport annuel.

Chapitre 8: Attributions et collaboration des autorités

Art. 26 Tâches de la commission d'arbitrage

¹ En cas de plainte d'un client éligible, la commission d'arbitrage statue, généralement dans les deux mois, sur le refus ou l'autorisation de l'acheminement, les discriminations éventuelles ainsi que le montant de la rétribution incriminée, et elle décide de l'acheminement. Elle peut vérifier la capacité disponible.

² La commission d'arbitrage peut en tout temps vérifier de sa propre initiative la rétribution de l'acheminement. Si elle constate un abus, elle interdit la hausse totalement ou en partie ou décide d'une réduction de prix.

³ Elle peut décider d'une compensation des bénéfices injustifiés dus à des coûts d'acheminement excessifs dans les trois ans qui suivent leur constat, sous forme de réductions de prix.

⁴ Elle publie sous la forme qui convient les décisions sur les litiges concernant l'obligation d'acheminer l'électricité et la rétribution de l'acheminement, ainsi que les résultats des enquêtes effectuées de sa propre initiative sur le montant des rétributions.

⁵ Elle est responsable avec le Conseil fédéral de la coordination avec les autorités de régulation étrangères pour les questions de fournitures transfrontalières d'électricité.

Art. 27 Tâches de la surveillance des prix

¹ La surveillance des prix dispose d'un droit de recommandation envers la commission d'arbitrage dans les questions d'abus de prix.

² La surveillance des prix observe l'évolution des prix de fourniture d'électricité en s'appuyant sur la loi fédérale concernant la surveillance des prix⁵. Elle dispose de la compétence décisionnelle visée à l'art. 17 de la loi.

⁵ RS 942.20

Chapitre 9: Mesures de formation professionnelle et de reconversion

Art. 28 Formation

¹ Les entreprises de l'industrie électrique sont tenues de créer un nombre suffisant de places de formation, en particulier dans les domaines de la production, du transport et de la distribution d'électricité, importants pour la sécurité de l'approvisionnement. Elles collaborent avec les organisations de travailleurs.

² Le département édicte les dispositions nécessaires, en particulier sur la taille à partir de laquelle les entreprises sont tenues de créer des places de formation. Il collabore à cet effet avec le Département fédéral de l'économie.

Art. 29 Reconversion

En cas de restructurations profondes, les entreprises de l'industrie électrique prennent en particulier des mesures de reconversion destinées au placement professionnel. Les entreprises concernées annoncent aux autorités cantonales compétentes les restructurations en vue et les mesures prévues.

Chapitre 10: Dispositions finales

Section 1: Exécution et commission consultative

Art. 30 Exécution

¹ L'office exécute cette ordonnance, pour autant que l'exécution ne soit pas attribuée à une autre autorité.

² Il évalue régulièrement dans quelle proportion les mesures énoncées dans la loi et l'ordonnance permettent d'atteindre les objectifs énoncés à l'art. 1 de la loi. Les résultats de ces examens doivent être communiqués au Conseil fédéral et publiés.

Art. 31 Commission consultative

¹ L'office nomme une commission formée de représentants de la Confédération, des cantons, de l'industrie électrique ainsi que des consommateurs finaux.

² La commission conseille l'office, en particulier pour évaluer l'évolution du marché de l'électricité ainsi que les effets induits par l'obligation d'acheminer et la rétribution de l'acheminement. Elle transmet à l'office des propositions relatives aux mesures à prendre. L'office règle les détails.

Section 2: Abrogation et modification du droit en vigueur

Art. 32

1. L'ordonnance du 23 décembre 1971 sur l'exportation d'énergie électrique⁶ est abrogée.

2. L'ordonnance sur l'énergie du 7 décembre 1998⁷ est modifiée comme suit:

Art. 1 let. d^{bis}

Services-système: tous les services indispensables à l'exploitation sûre des réseaux; ils couvrent la coordination du système, la gestion de l'ajustement à la consommation, la réglementation primaire, l'aptitude au démarrage autonome et à la marche en flots de producteurs, le maintien de la tension (y compris l'énergie réactive), la mesure d'exploitation, la compensation des pertes de transport;

Art. 4 Rétribution conforme aux prix du marché

¹ La rétribution de l'énergie selon les prix du marché s'appuie sur les coûts d'acquisition d'énergie de même valeur au niveau de tension immédiatement supérieur. Si le recours à des installations de producteurs indépendants entraîne une diminution de la puissance acquise au niveau supérieur, l'exploitant rétribue lesdits producteurs indépendants à un niveau équivalent aux coûts évités pour le réseau.

² Le producteur indépendant paie les services-système requis, en particulier la compensation d'énergie réactive. Les services-système requis par les consommateurs finaux et dûment indemnisés, comme la régulation du réseau et son adaptation à la consommation, ne peuvent être facturés aux producteurs indépendants.

Art. 5^{bis} (nouveau) Coûts supplémentaires dus à la reprise d'électricité de producteurs indépendants

¹ La Société suisse pour l'exploitation du réseau rembourse aux entreprises de distribution les coûts supplémentaires au sens de l'art. 7, al. 7, de la loi, dus à la reprise d'énergie électrique à des producteurs indépendants. Les coûts qui en résultent pour la Société suisse pour l'exploitation du réseau sont imputés aux coûts du réseau de transport.

² Le calcul des coûts supplémentaires au sens de l'al. 1 s'appuie sur les taux de rétribution recommandés par l'office selon l'art. 12, al. 2, let. a. Les taux de rétribution plus élevés fixés dans le droit cantonal ou conclus sur une base privée ne doivent pas y être inclus. La Société suisse pour l'exploitation du réseau vérifie les coûts supplémentaires invoqués.

³ Les conditions d'acquisition sur lesquelles les autorités compétentes ont pris une décision entrée en force sont contraignantes pour la Société suisse pour l'exploitation du réseau, sous réserve de l'al. 2. Les autorités cantonales compétentes communiquent leurs décisions sur les conditions de raccordement à la Société suisse pour l'exploitation du réseau.

⁶ RS 731.21

⁷ RS 730.01

⁴ La Société suisse pour l'exploitation du réseau est habilitée à recourir contre les décisions de l'autorité cantonale compétente.

⁵ La Société suisse pour l'exploitation du réseau établit chaque année, à l'attention de l'office, un rapport sur l'exécution de ses tâches et les coûts y afférents.

Art. 29a (nouveau) Dispositions transitoires ad modification du...

³ Jusqu'à la création de la Société suisse pour l'exploitation du réseau, l'art. 5^{bis} s'applique aussi aux propriétaires des réseaux de transport.

Section 3: Dispositions transitoires

Art. 33 Acheminement en cas de capacité insuffisante du réseau de transport
Pendant les dix années qui suivent l'entrée en vigueur de cette ordonnance, les contrats de fourniture à long terme conclus avant le 31 décembre 1996 entre des entreprises d'approvisionnement indigènes et étrangères ont également la priorité lors de l'attribution de capacités au sens de l'art. 4, al. 1.

Art. 34 Rétribution de l'acheminement et publication

¹ Jusqu'à la fixation des valeurs de comparaison au sens de l'art. 8, al. 1, les exploitants de réseaux déterminent la rétribution de l'acheminement en se basant sur les coûts imputables au sens de l'art. 6, al. 2 et 3, augmentés des prestations en espèces selon l'art. 8, al. 2.

² Dans les 30 jours qui suivent l'entrée en vigueur de cette ordonnance, les exploitants communiquent à l'office leurs coûts d'acheminement, qu'ils publient sous une forme accessible à tous.

Art. 35 Groupes-bilans et énergie d'ajustement à la consommation

Avec l'entrée en vigueur de cette ordonnance, l'office fixe les dispositions transitoires jusqu'à l'entrée en vigueur des art. 16 et 17 pour la formation de groupes-bilans et la fourniture d'énergie d'ajustement à la consommation.

Art. 36 Prix pour les clients captifs

¹ Les prix d'acheminement applicables pour les clients captifs sont les mêmes que pour les clients finaux éligibles.

² Les entreprises d'approvisionnement en électricité sont tenues de facturer dans toute leur aire de desserte les mêmes prix d'acheminement et d'énergie aux clients captifs présentant les mêmes caractéristiques (profils de consommation). En cas de fusion d'entreprises, un délai de transition de cinq ans court à compter de la fusion.

³ Les prix globaux pour l'acheminement et la fourniture d'électricité aux clients captifs sont soumis au contrôle de la surveillance des prix. Pour évaluer les abus dans le d-

maine des prix d'acheminement, la surveillance des prix consulte la commission d'arbitrage.

Art. 37 Acheminement pour le compte des consommateurs finaux

¹ Est déterminante pour le droit à l'acheminement au sens de l'art. 27, al. 1, let. a et al. 2, let. a, de la loi, la consommation enregistrée par site dans les douze mois précédant la demande d'acheminement. Un site de consommation doit former une unité économique et géographique.

² Le droit est maintenu si, une année ultérieure, la consommation annuelle ne se situe pas plus de 20 % en dessous du minimum exigé.

³ Dans le cas des entreprises de transport qui achètent l'électricité pour l'exploitation de leurs réseaux, la consommation annuelle exigible pour l'éligibilité se mesure à la consommation nécessaire pour l'énergie de traction.

⁴ Les usines d'incinération d'ordures ménagères ont droit à l'acheminement à hauteur de 50 % de leur surplus d'électricité, quels que soient les consommateurs finaux qu'elles alimentent, selon l'art. 27, al. 1, let. c de la loi. Une attestation de production au sens de l'art. 40 est requise.

Art. 38 Acheminement auprès des entreprises d'approvisionnement

¹ Est déterminante pour le droit à l'acheminement visé à l'art. 27, al. 1, let. b, ch. 1, et al. 2, let. b., de la loi, la quantité de courant fournie à des clients captifs pour les douze mois qui précèdent l'exercice du droit à l'acheminement, avec les justificatifs requis.

² L'art. 37, al. 1, s'applique par analogie pour calculer les quantités d'électricité visées à l'art. 27, al. 1, let. b, ch. 2, de la loi. Est déterminante la quantité totale pouvant être acquise par les clients éligibles, que ceux-ci fassent ou non usage de leur droit à l'acheminement.

³ Les entreprises d'approvisionnement qui font valoir un droit à l'acheminement fondé sur l'art. 27, al. 1, let. b, ch. 3, de la loi, doivent produire une attestation du surplus d'énergie reprise ainsi qu'une attestation de production au sens de l'art. 40.

Art. 39 Acheminement gratuit d'électricité produite à partir d'énergies renouvelables

¹ L'acheminement de l'électricité produite dans les installations visées à l'art. 29 de la loi est gratuit, si le prix de revient dépasse le prix payé pour les surplus d'énergie au sens de l'art. 7, al. 3, de la loi sur l'énergie.

² Les exploitants de réseaux remboursent le coût d'acheminement payé par les consommateurs finaux si ceux-ci démontrent qu'ils ont acheté de l'électricité provenant d'installations visées à l'art. 29 de la loi. Seuls les coûts directement liés à l'acheminement peuvent être remboursés.

³ L'exploitant du réseau peut facturer les coûts dus à l'acheminement gratuit à la Société suisse pour l'exploitation du réseau. Celle-ci examine les coûts et les rembourse

aux exploitants concernés. Les coûts supportés à ce titre par la Société suisse pour l'exploitation du réseau sont à reporter sur les coûts du réseau de transport.

Art. 40 Attestation de production

¹ Pour faire valoir son droit à l'acheminement d'électricité provenant d'énergies renouvelables destinée à alimenter n'importe quel consommateur final au sens de l'art. 27, al. 1, let. c, de la loi ainsi que pour l'acheminement gratuit au sens de son art. 29, une attestation de production doit être présentée à l'exploitant de réseau concerné.

² L'attestation du type de production livre des indications sur l'énergie primaire utilisée, sur la puissance de l'installation et sur la quantité, en moyenne annuelle, d'électricité produite et injectée dans le réseau.

³ Le département peut charger des tiers d'examiner les justificatifs de la production.

Art. 41 Conditions d'obtention de prêts pour les centrales hydrauliques et dossiers de requête

¹ Des prêts pour des investissements non amortissables au sens de l'art. 28, al. 1, de la loi sont accordés aux exploitants de centrales hydrauliques si:

- a. les bailleurs de fonds des centrales ne peuvent procéder aux amortissements nécessaires à l'exploitation en raison de problèmes temporaires de chiffre d'affaires, et
- b. la viabilité économique de l'installation est assurée à long terme et les sécurités données pour le remboursement des prêts, intérêts compris, sont suffisantes, et
- c. la décision d'investissement prise par les organes compétents des centrales est antérieure au 31 décembre 1996, et
- d. l'installation répond aux prescriptions de la législation sur la protection de l'environnement.

² Des prêts pour le renouvellement de centrales hydrauliques au sens de l'art. 28, al. 2, de la loi sont accordés aux exploitants de centrales si:

- a. les investissements nécessaires au renouvellement ne peuvent provisoirement être réalisés pour cause de rentabilité insuffisante, et
- b. la viabilité économique de l'installation est assurée à long terme et les sécurités données pour le remboursement des prêts, intérêts compris, sont suffisantes et;
- c. l'installation répond aux prescriptions de la législation sur la protection de l'environnement.

³ Les requêtes de prêts pour des investissements non amortissables doivent renseigner sur la situation financière des bailleurs de fonds. Cela concerne en particulier la documentation relative aux coûts des centrales hydrauliques, y compris les coûts d'investissement, ainsi qu'un plan d'exploitation à long terme.

⁴ Les demandes de prêts pour le renouvellement doivent renseigner sur la production future d'électricité ainsi que sur les mesures destinées à améliorer la viabilité économique et l'impact écologique de la centrale hydraulique et sur les coûts y afférents.

⁵ Le département spécifie les documents à fournir avec les requêtes.

Art. 42 Attributions, montant des prêts aux centrales hydrauliques et remboursement

¹ Les demandes de prêts pour des investissements non amortissables doivent être transmis à l'office, les demandes de prêts pour le renouvellement de centrales hydrauliques à l'Office fédéral des eaux et de la géologie.

² Les offices visés à l'al. 1 sollicitent l'avis des cantons concernés, de l'Office fédéral de l'environnement, des forêts et du paysage, de l'Administration fédérale des finances ainsi que des autres organes fédéraux concernés.

³ Les offices visés à l'al. 1 peuvent confier l'examen des requêtes à des experts indépendants et spécialistes de la branche, aux frais du requérant.

⁴ Le département transmet une proposition au Conseil fédéral.

⁵ Des prêts pour des investissements non amortissables ne sont accordés qu'en fonction de la structure des échéances des obligations ou du capital emprunté par les exploitants de centrales hydrauliques.

⁶ Le montant des prêts pour le renouvellement des centrales hydrauliques ne doit pas dépasser la moitié des investissements de renouvellement nécessaires à la production d'électricité qui ne peuvent être amortis.

⁷ Les prêts doivent être remboursés, intérêts inclus, sur une période adaptée à la situation financière des emprunteurs, mais au plus tard après 20 ans.

Art. 43 Création de la Société suisse pour l'exploitation du réseau

¹ Les propriétaires des réseaux de transport désignent, dans l'attente de la création de la Société suisse pour l'exploitation du réseau, les installations et équipements qui font partie du réseau de transport en vertu de l'art. 20, al. 1, et ils fixent une rétribution uniforme de l'acheminement.

² Tous les coûts qui ne peuvent être directement attribués à l'acheminement, comme les coûts supplémentaires au sens de l'art. 7, al. 7, de la loi sur l'énergie et de l'art. 29 de la loi, sont à présenter à part.

³ Jusqu'à la création de la Société suisse pour l'exploitation du réseau, les art. 3, 4 et 39, al. 3, s'appliquent aussi aux exploitants du réseau de transport.

⁴ Jusqu'à la création de la Société suisse pour l'exploitation du réseau, les entreprises compétentes pour la gestion des zones de réglage sont celles propriétaires des réseaux de transport.

Art. 44 Adaptation des rapports contractuels en vigueur

¹ Les entreprises d'approvisionnement en électricité désignent les contrats d'achat d'électricité conclus avec leurs fournisseurs en amont qu'elles souhaitent adapter. Pour calculer le droit des entreprises, il faut considérer les différences de production et de consommation au semestre d'été et au semestre d'hiver. Les producteurs indépendants au sens de l'art. 7 de la loi sur l'énergie ne sont pas considérés comme des fournisseurs en amont.

² L'étendue du propre droit à l'acheminement au sens de l'art. 33, al. 1, let. b, de la loi représente le pourcentage des ventes à des clients captifs au sens de l'art. 27, al. 1, let. b, ch. 1, ou al. 2, let. b, de la loi.

Art. 45 Publication des comptes annuels

La première publication des comptes annuels pour le transport et la distribution au sens de l'art. 18 est due à l'issue du premier exercice complet suivant l'entrée en vigueur de cette ordonnance. Il n'est pas nécessaire de fournir les chiffres correspondants de l'exercice précédent.

Section 4: Entrée en vigueur**Art. 46**

¹ Cette ordonnance entre en vigueur le ... , sous réserve de l'al. 2.

² Les art. 16 et 17 entrent en vigueur après la création de la Société suisse pour l'exploitation du réseau ou au plus tard trois ans après l'entrée en vigueur de la présente ordonnance.

... 2002

Au nom du Conseil fédéral suisse

Le président de la Confédération:

La chancelière de la Confédération: Annemarie
Huber-Hotz

Annexe I
(Art. 6)**Coûts considérés des exploitants de réseaux****1. Champ d'application**

Cette annexe sert au calcul des coûts imputables, à déterminer par niveau de réseau.

Le calcul des coûts doit s'effectuer sur la base des coûts totaux. Tous les exploitants de réseaux sont tenus d'établir une comptabilité analytique selon ce schéma uniforme, quelles que soient leur forme juridique et leur taille.

2. Définitions

Dans cette annexe, on entend par:

Valeur des immobilisations

Sont réputées valeur des immobilisations:

- la valeur comptable qui correspond à la valeur résiduelle comptable;
- la valeur d'usage, qui correspond aux coûts d'acquisition ou de fabrication, déduction faite des amortissements linéaires sur la base des durées de vie comptables fixées ci-dessous;
- la valeur à neuf de remplacement, qui correspond aux coûts exigés pour constituer à neuf le réseau disponible, aux prix d'aujourd'hui et selon le stade actuel de la technique.

Ratio de financement

Ce rapport entre capital propre et capital emprunté sert au calcul de la rémunération standardisée. La situation effective du financement n'entraîne aucune adaptation du taux d'intérêt pondéré sur le capital total.

Capital investi

Les ressources formant le fonds de roulement et les immobilisations, et qui sont affectées à l'exploitation du réseau. Pour déterminer le fonds de roulement, on calcule la moyenne annuelle pondérée. Pour les immobilisations, on considère la valeur comptable en fin d'exercice.

Amortissements comptables

La perte de valeur des investissements calculée pour un exercice, définie comme la valeur comptable divisée par la durée résiduelle de vie technique, comme la valeur d'usage divisée par la durée résiduelle de vie technique ou comme la valeur à neuf de remplacement divisée par la durée totale de vie technique.

Intérêt comptable

La rémunération du capital investi, y compris la part destinée à obtenir un gain d'exploitation approprié sur le capital propre investi.

Niveau de réseau

Un niveau de réseau comprend l'un des quatre niveaux de même tension ou l'un des trois niveaux de transformation.

Durée de vie

Les indications en annexe servent à établir la durée de vie comptable des installations.

3. Structure du calcul des coûts

3.1 Eléments

Le calcul des coûts au sens de l'article 6, alinéa 6 de la loi, inclut les éléments suivants:

- Calcul des charges par nature
- Calcul des charges par sections, avec sections principales par niveau de réseau
- Comptabilité des immobilisations
- Calcul par mandat ou par projet
- Schéma servant au calcul du capital investi
- Schéma pour établir le rapport sur les coûts

3.2 Saisie des coûts

Les coûts doivent être enregistrés de manière séparée, par niveau de ligne de transport et de transformation (autrement dit par niveau de réseau).

La saisie des coûts se base sur les éléments indiqués à l'alinéa 3.1. Seuls peuvent être enregistrés les coûts qui sont en rapport direct avec l'exploitation du réseau au niveau de tension concerné. Les exploitants qui, à des fins internes, considèrent d'autres éléments de coûts (suppléments standardisés liés à des coûts indirects du réseau, majorations de bénéfices comptabilisées pour des prestations internes, coûts non rémunérés, coûts extraordinaires et hors exploitation, etc.) doivent les éliminer du justificatif des coûts du réseau.

Concernant les mandats, projets et autres transferts, l'attribution des coûts, par niveau de réseau, aux sections principales s'effectue sur la base du calcul des charges par sections et doit être dûment justifiée. Il faut en particulier répartir les coûts administratifs, lesquels n'apparaissent généralement que sur le compte par unités d'imputation, dès l'attribution par niveau de réseau aux sections de charges principales.

3.3 Délimitation entre comptabilité financière et calcul des coûts

Il faut distinguer sur le fond, et au besoin dans le temps, les dépenses inscrites dans la comptabilité financière et qui varient selon le principe de prévoyance et la politique de répartition de la charge fiscale et des bénéfices. Les dépenses extraordinaires et hors exploitation ne doivent pas figurer dans le calcul des coûts pour la rétribution de l'acheminement.

Les amortissements extraordinaires économiquement nécessaires à l'exploitation ne sont pas considérés comme des dépenses extraordinaires et peuvent, dans des cas fondés, figurer dans le calcul du prix d'acheminement, sur la base de la diminution de valeur effective.

4. Etablissement des coûts du réseau

4.1 Principe

Seuls peuvent être comptabilisés et inclus dans le calcul du prix d'acheminement les coûts qui concernent l'exploitation du niveau de réseau considéré. Si une prestation ou une charge par nature font défaut à un niveau, elles n'apparaissent pas dans les comptes.

4.2 Coûts d'exploitation imputables

Les coûts d'exploitation regroupent toutes les prestations par niveau de réseau qui sont en rapport direct avec l'exploitation dudit réseau.

Exploitation du réseau

Les coûts et la facturation des mandats nécessaires à la gestion efficace du réseau, compte tenu des prescriptions en faveur de l'environnement et de la sécurité ainsi que de la qualité du réseau; le contrôle du réseau; l'établissement et l'entretien des systèmes normatifs et des schémas nécessaires à l'exploitation; l'établissement des logiciels pour la maintenance et les cas de défaillance; le mesurage de la mise à la terre, la localisation des dérangements.

Communication dans le réseau

Les coûts et la facturation des mandats concernant la saisie des données d'exploitation, le transfert, le traitement, le déclenchement de fonctions de l'exploitation du réseau comprenant des prestations de tiers et des prestations propres; la télécommande et la commande du réseau; la radiocommunication.

Services-système⁸

Les coûts concernant la coordination du système, la gestion de l'ajustement à la consommation, le réglage primaire, l'aptitude au démarrage autonome et à la marche en îlots de producteurs, le maintien de la tension (y c. l'énergie réactive), la mesure d'exploitation, la compensation des pertes de transport.

Maintenance du réseau

Les coûts et la facturation des mandats concernant l'inspection, l'entretien, la remise en état, les réparations et qui englobent le matériel, les prestations externes, les prestations de tiers et les prestations propres; la réparation des dérangements (y c. le service de piquet).

Planification et construction du réseau

Les coûts et la facturation des mandats concernant les prestations non activables (qui maintiennent la valeur sans l'accroître) englobant le matériel, les prestations externes,

⁸ Sans l'énergie d'ajustement à la consommation (voir al. 4.3)

les prestations de tiers et les prestations propres; la planification stratégique et opérationnelle du réseau.

Comptage, recensement des données

Coûts et imputation des mandats concernant le relevé, la préparation des données et leur plausibilisation, l'enregistrement de données sur la composition de la clientèle et son évolution, l'élaboration de statistiques.

Facturation, encaissement

La part des coûts afférents à la facturation, les frais de rappel, les poursuites, les pertes sur débiteurs liées à l'exploitation du réseau.

Contrôle des installations

Les coûts et la facturation des mandats de planification et d'exécution des contrôles; dans le cadre des prescriptions sur les installations électriques à basse tension, le traitement administratif des justificatifs de sécurité, la surveillance de l'exécution ainsi que la réalisation de contrôles par sondage lorsque les installations s'avèrent exemptes de défaut.

Services

La location, les intérêts intercalaires, les dégâts aux cultures, les redevances de leasing, le conseil et les projets.

Assurances

La responsabilité civile pour l'exploitation et les produits, les assurances machines, incendie, forces de la nature, vols et eau, les interruptions d'exploitation, les véhicules, l'informatique.

Assurance de la qualité

Les coûts et la facturation des mandats concernant l'élaboration de la documentation de travail, la mise en œuvre de la certification, la formation du personnel et la surveillance du respect des prescriptions.

Consommation propre

Les coûts du courant servant à l'exploitation du réseau (à l'exclusion de la compensation des pertes en transport).

Coûts administratifs

La part du réseau afférente à la gestion, à la comptabilité, au controlling, au personnel, au service juridique, à l'informatique, aux frais de locaux (attribution au moyen de clés équitables pour les utilisateurs).

Coûts des réseaux en amont

La rétribution de l'acheminement, les services-système des réseaux en amont.

Impôts et taxes

Les impôts fédéraux, cantonaux et communaux sur les résultats et le capital imputables à la période de décompte, l'impôt frappant les transferts de propriété.

Coûts imputables aux conditions inscrites dans la loi sur le marché de l'électricité

Les obligations au sens de l'article 6, alinéa 5, de la loi; le respect de l'obligation de remettre un rapport et d'informer sur l'exécution de la loi.

Pour la Société suisse pour l'exploitation du réseau exclusivement: les coûts au sens des articles 26, chiffre 4, et 29 de la loi.

Droits d'acheminement, redevances de concession, mandats de prestations

Les taxes communales en cas d'utilisation de bien-fonds publics pour l'acheminement, les taxes d'utilisation (p. ex. pour les locaux de transformateurs), les redevances à des tiers pour l'acheminement; les prestations économiquement efficaces, dans le cadre de mandats de prestations au sens de l'article 11, alinéa 1, LME.

4.3 Coûts non imputables

Les coûts sans rapport direct avec l'exploitation d'un réseau ne peuvent être inclus dans le calcul du prix d'acheminement, par exemple:

- Marketing pour la vente d'électricité
- Investissements non amortissables dans des installations de production
- Imputation des coûts sans rapport avec l'exploitation du réseau
- Coûts d'achat et de vente d'énergie
- Rétribution de l'injection (postes débit)
- Acheminement gratuit (postes débit)
- Energie d'ajustement à la consommation (postes débit)
- Autres coûts en dehors de l'exploitation du réseau

4.4 Frais financiers imputables

4.4.1 Principes

La valeur comptable ou, pour autant qu'elle soit inférieure, la valeur d'acquisition sert de base pour calculer les amortissements comptables, les amortissements s'effectuant de manière linéaire pour la durée résiduelle de vie technique.

Le capital investi est la base de calcul des intérêts comptables. En font partie les fonds de roulement nets (y compris les liquidités nécessaires à l'exploitation) et les immobilisations calculées aux valeurs comptables ou, pour autant qu'elles soient inférieures, aux valeurs d'usage. Il faut prendre pour base de calcul un ratio financier identique pour toutes les entreprises (capital propre vs emprunté) et des taux d'intérêt standardisés (pour le capital propre ou emprunté). Le niveau de l'intérêt sur le capital propre représente le bénéfice d'exploitation approprié.

4.4.2 Base de calcul pour les amortissements comptables

Valeur des immobilisations

Les exploitants de réseaux sont tenus de séparer clairement les actifs imputables à l'exploitation du réseau et de déterminer pour eux la valeur comptable, ainsi que sur la base de leur comptabilité des immobilisations la valeur d'usage et la valeur à neuf de remplacement.

Aides pour le calcul des valeurs à neuf de remplacement

Peuvent servir d'aides de calcul les coûts standard de la branche. Les valeurs établies doivent tenir compte du critère de l'emploi efficace du capital. L'office peut fixer des valeurs standards se basant sur des expertises.

Délimitation

Les contributions de consommateurs finaux qui couvrent une partie des coûts du réseau, ou des contributions ayant un effet identique, doivent être déduites de la valeur des immobilisations, si cela n'a pas déjà été fait lors de la comptabilisation initiale.

Catégories d'installations

Pour garantir l'homogénéité du calcul, les exploitants de réseaux sont tenus de classer leurs actifs dans le réseau d'après les catégories d'installations précisées dans l'annexe.

Durée d'amortissement

Les durées de vie respectives des catégories d'installations précisées ci-dessus à utiliser dans le calcul sont indiquées dans l'annexe.

Suramortissements

Les suramortissements ne sont pas admis. Si une installation a atteint la durée de vie mentionnée et qu'elle est par conséquent entièrement amortie, il n'est pas possible de faire valoir d'autres amortissements comptables.

Nouveaux investissements

Les nouveaux investissements sont enregistrés en série chronologique complète, d'après les catégories d'installations précisées dans l'annexe. A ce propos, les investissements d'extension, par exemple des renforcements de réseaux, ainsi que les investissements de remplacement, par exemple de nouveaux systèmes de commande ou des investissements pour la protection de l'environnement, doivent être comptabilisés séparément.

Il est possible de faire valoir la totalité des amortissements comptables d'un nouvel investissement dans l'exercice de la mise en service ou du début de l'utilisation. Cette première année correspond également à la première année de la durée de vie selon l'annexe.

Investissement de remplacement

Concernant les investissements de remplacement, il faut écarter du calcul la valeur résiduelle éventuelle de l'installation remplacée.

4.4.3 Bases de calcul pour les intérêts comptables

Capital investi

Il correspond à la somme des fonds de roulement nets jusqu'à concurrence de 6 % du chiffre d'affaires, y compris les fonds liquides nécessaires à l'exploitation courante, et des immobilisations calculées aux valeurs comptables ou, pour autant qu'elles soient inférieures, aux valeurs d'usage en fin d'exercice.

Pour les fonds de roulement nets, on considère la moyenne annuelle pondérée; pour les immobilisations, on recourt à la valeur comptable ou, pour autant qu'elle soit inférieure, à la valeur d'usage en fin d'exercice.

Taux d'intérêt sans risque (R_f)

Le taux d'intérêt sans risque utilisé est le rendement, observable sur le marché des capitaux au début de la période de référence concernée, qu'affiche à son échéance l'obligation fédérale dont la durée résiduelle est la plus proche de la durée de la période de référence.

Taux d'intérêt applicable au capital emprunté (R_{fk})

Ce supplément correspond au taux sans risque, majoré de 0,50 %.

Taux d'intérêt applicable au capital propre (R_{ek})

Le taux d'intérêt applicable au capital propre se calcule d'après le Capital Asset Pricing Model CAPM de la manière suivante: $R_{ek} = R_f + \beta (R_m - R_f)$. R_m correspond ici au rendement moyen sur le marché suisse des actions, ($R_m - R_f$) au supplément de risque pour le marché suisse et β au facteur de risque dans la branche.

Taux d'intérêt comptable pondéré

Le taux d'intérêt comptable pondéré se calcule sur la base d'un ratio standardisé de 30 % de capital propre et de 70 % de capital emprunté, de la manière suivante: $0,3 * R_{ek} + 0,7 * R_{fk}$.

Détermination du taux d'intérêt et validité

L'office annonce le taux d'intérêt comptable pondéré 180 jours avant le début de la période de référence. Ce taux est valable pour toute la période de référence.

5. Etablissement de rapports

En vue de l'accomplissement de leurs tâches, l'office et la commission d'arbitrage peuvent en tout temps exiger que les exploitants de réseaux leur remettent un rapport sur leurs coûts par exercice, qui devra avoir la forme suivante.

L'obligation de publier des comptes vaut dès la fin du premier exercice complet suivant l'entrée en vigueur de cette ordonnance.

Charges et prestations par nature	Coûts (Fr.)
Frais financiers	
Amortissements comptables	
Intérêts comptables	
Frais d'exploitation	
Exploitation du réseau	
Communication dans le réseau	
Services-système	
Maintenance du réseau	
Planification et construction du réseau (non activables)	
Comptage, saisie des données	
Facturation, encaissement	
Contrôle des installations	
Services	
Assurances	
Assurance qualité	
Consommation propre	
Frais administratifs	

Charges et prestations par nature	Coûts (Fr.)
Coûts des réseaux en amont	
Impôts et taxes	
Coûts imputables aux conditions / LME	
Droits d'acheminement, redevances de concession, mandats de prestations	
Energie d'ajustement à la consommation ou de réglage	
Total des coûts par niveau de réseau	

Annexe: catégories d'installations et durées de vie

Catégorie d'installation	Durée de vie comptable en années
Installations générales	
Immeubles	1)
Bâtiments d'exploitation	50
Bâtiments administratifs	50
Equipement commercial, mobilier	10
Installations de communication	10
Outillage, appareils, machines	10
Installation d'entrepôt	15
Installations informatiques, matériel	5
Installations informatiques, logiciel y compris introduction	3
Véhicules légers	8
Véhicules lourds	15
Installations de transport	
Câbles 380 / 220 kV	40
Lignes aériennes 380 / 220 kV	60
Bâtiments de sous-station	40
Transformateur de réseau et de couplage	35
Equipements de station, y c. périmètres de lignes	35
Installations de protection, de mesure, installations techniques de transmission, etc.	15
Installations de distribution	
Câbles 150 / 50 kV	40
Câbles MT	40
Lignes aériennes 150 / 50 kV	60
Lignes aériennes MT (bois)	25
Lignes aériennes MT (béton)	40
Câbles BT (câbles d'énergie)	40
Lignes aériennes BT (bois)	25
Bâtiments de sous-station (stations principales)	40
Transformateur de réseau de sous-station	35
Equipements de sous-station, y c. périmètres de lignes	35
Installations de protection, de mesure, techniques de transmission, etc. (sous-stations)	15
Stations de transformation (MT/BT) y c. transformateurs	35
Station de transformateur à poteaux	25
Installations de couplage	35
Installations de commande, de mesure et de protection	15
Câbles pour raccordement clients	40
Lignes aériennes pour raccordement clients	25
Cabines de distribution par câble	30
Compteurs et dispositifs de mesure mécaniques	25
Compteurs et dispositifs de mesure électroniques	15
Groupes électrogènes mobiles	20
Câble à fibres optiques	20

1) Les immeubles ne sont pas amortis.

Office fédéral de l'énergie

Ordonnance sur le marché de l'électricité (OME)

Rapport explicatif

Projet du 5 octobre 2001

<u>Table des matières</u>	Page
I. <u>Introduction</u>	4
II. <u>Explications relatives à certaines dispositions</u>	4
Chapitre 1: Définitions	4
Art. 1 Définitions.....	4
Chapitre 2: Acheminement.....	4
Section 1: Obligation d'acheminer	4
Art. 2 Conditions d'un acheminement non-discriminatoire	4
Art. 3 Acheminement en cas de capacité insuffisante du réseau de distribution	5
Art. 4 Acheminement en cas de capacité insuffisante du réseau de transport	5
Art. 5 Acheminement en cas de capacité insuffisante du réseau de transport	6
Section 2: Principes de la rétribution de l'acheminement.....	6
Art. 6 Coûts imputables	6
Art. 7 Compensation des coûts entre les niveaux de tension.....	8
Art. 8 Rétribution de l'acheminement en fonction de critères d'efficacité.....	10
Art. 9 Fixation de la rétribution de l'acheminement.....	12
Art. 10 Annonce et publication de la rétribution de l'acheminement.....	13
Art. 11 Services-système pour les autoproducteurs et les réseaux électriques des chemins de fer	13
Art. 12 Compensation des différences excessives de coûts d'acheminement.....	14
Art. 13 Coûts et recettes des échanges internationaux d'électricité.....	14
Chapitre 3: Fournitures d'électricité	14
Section 1: Changement de fournisseur, acquisition d'électricité sans contrat de fourniture et facturation.....	14
Art. 14 Changement de fournisseur et acquisition d'électricité sans contrat de fourniture	14
Art. 15 Facturation	15
Section 2: Groupes-bilans et énergie d'ajustement à la consommation	15
Art. 16 Groupes-bilans	15
Art. 17 Energie d'ajustement à la consommation.....	16
Chapitre 4: Comptabilité et présentation des comptes.....	17
Art. 18	17
Chapitre 5: Garantie de l'approvisionnement électrique	17
Art. 19 Restrictions illicites à la concurrence.....	19
Art. 20 Perturbation ou menace de la sécurité d'approvisionnement.....	19
Chapitre 6: Exploitation du réseau et comptage.....	19
Art. 21 Société suisse pour l'exploitation du réseau	19

Art. 22	Représentation de la Confédération et des cantons dans le conseil d'administration de la Société suisse pour l'exploitation du réseau	20
Art. 23	Tâches des exploitants de réseaux.....	20
Art. 24	Comptage et statistique	21
Chapitre 7:	Données relatives à la production et à la provenance de l'électricité	21
Art. 25	21
Chapitre 8:	Attributions et collaboration des autorités.....	22
Art. 26	Tâches de la commission d'arbitrage	22
Art. 27	Tâches de la surveillance des prix.....	23
Chapitre 9:	Mesures de formation professionnelle et de reconversion.....	23
Art. 28	Formation	23
Art. 29	Reconversion	23
Chapitre 10:	Dispositions finales.....	24
Section 1:	Exécution et commission consultative.....	24
Art. 30	Exécution.....	24
Art. 31	Commission consultative	24
Section 2:	Abrogation et modification du droit en vigueur.....	24
Art. 32	24
Section 3:	Dispositions transitoires	25
Art. 33	Acheminement en cas de capacité insuffisante du réseau de transport	25
Art. 34	Rétribution de l'acheminement et publication.....	26
Art. 35	Groupes-bilans et énergie d'ajustement à la consommation	26
Art. 36	Prix pour les clients captifs	26
Art. 37	Acheminement auprès des consommateurs finaux.....	26
Art. 38	Acheminement auprès des entreprises d'approvisionnement	26
Art. 39	Acheminement gratuit d'électricité produite à partir d'énergies renouvelables	26
Art. 40	Attestation de production	27
Art. 41	Conditions d'obtention de prêts pour centrales hydrauliques et dossiers de requête ...	27
Art. 42	Attributions, montant des prêts aux centrales hydrauliques et remboursement.....	28
Art. 43	Création de la Société suisse pour l'exploitation du réseau	29
Art. 44	Adaptation des rapports contractuels actuels	29
Art. 45	Publications des comptes annuels	29
Section 4:	Entrée en vigueur.....	29
Art. 46	29

I. Introduction

Dans de nombreux pays, les consommateurs peuvent déjà choisir librement leurs fournisseurs d'électricité. Il existe en Europe un large consensus en faveur d'une ouverture intégrale des marchés de l'électricité. Les règles devant s'appliquer au commerce transfrontalier font actuellement l'objet de discussions. En Suisse aussi, la libéralisation du marché en faveur des gros consommateurs est une réalité depuis un certain temps déjà. Par le biais de contrats de fidélisation, ils ont négocié avec de nouveaux fournisseurs des réductions de prix de l'ordre de 25 à 30 %. Les petits consommateurs ressentent encore trop peu les effets de ces conditions préférentielles, et les entreprises d'approvisionnement locales sont mises sous pression. Il serait nécessaire que tous les acteurs soient soumis aux mêmes conditions. La Suisse n'échappera pas à l'ouverture des marchés de l'électricité. La loi sur le marché de l'électricité (LME) constitue à cet égard une base légale indispensable. C'est elle en effet qui permettra à notre pays de prendre appui sur sa situation géographique pour jouer son rôle de plaque tournante de l'approvisionnement énergétique, et de faire profiter les ménages et les petites entreprises des avantages inhérents à la libéralisation du secteur de l'électricité.

Les premières expériences réalisées à l'étranger montrent que dans l'ensemble, l'ouverture du marché donne des impulsions macro-économiques positives, sous forme d'innovations (p. ex. production décentralisée d'électricité et technologies de l'information), de nouveaux emplois et de réductions de prix. Bien qu'isolés, certains développements plus négatifs, notamment en Californie, montrent cependant aussi que les caractéristiques techniques et économiques propres à l'industrie électrique doivent être prises en compte dans le cadre de la législation. L'approvisionnement en électricité doit rester assuré et, à plus long terme, s'appuyer davantage sur les énergies renouvelables. La LME et le projet d'ordonnance sur le marché de l'électricité (OME) présenté ci-après tiennent compte de ces exigences. Ce sont des bases légales qui renforcent la situation des consommateurs et qui encouragent l'efficacité au sein de l'industrie de l'électricité. Elles garantissent la sécurité de l'approvisionnement sans négliger les impératifs de la protection de l'environnement. Pour toutes ces raisons, le Parlement dans sa grande majorité a approuvé la LME.

II. Explications relatives à certaines dispositions

Seuls les articles de l'ordonnance dont la compréhension l'exige font l'objet d'une explication. En ce qui concerne les règlements de durée illimitée, il est également fait référence, si nécessaire, aux dispositions transitoires qui s'y rapportent.

Chapitre 1: Définitions

Art. 1 Définitions

Chapitre 2: Acheminement

Section 1: Obligation d'acheminer

Art. 2 Conditions d'un acheminement non-discriminatoire

Selon l'art. 5, al. 1 LME, les exploitants de réseaux sont tenus d'acheminer l'électricité de manière non-discriminatoire à destination des consommateurs finaux, des producteurs d'électricité, des entreprises d'approvisionnement en électricité et des entreprises faisant le commerce d'électricité. L'al. 1 fixe le droit de ces clients éligibles à la conclusion d'un contrat d'acheminement non-discriminatoire de droit privé. Autrement dit, le contrat de droit privé nécessaire à l'acheminement et les modalités de conclusion ne doivent pas être discriminatoires.

En outre, des tiers, par exemple des négociants, doivent avoir la possibilité de conclure des contrats d'acheminement à la demande de leurs clients. Voilà qui permet à des tiers de passer avec leurs clients des contrats «all inclusive» (tout compris), portant aussi bien sur la fourniture d'électricité que sur son acheminement. En cas de prélèvement d'électricité par des entreprises de transport, les exploitants de réseaux sont tenus d'en assurer la transformation moyennant rétribution. On a renoncé à énumérer dans l'ordonnance toutes sortes d'éléments contractuels devant être considérés comme discriminatoires, ceux-ci devant être examinés pour chaque contrat séparément, compte tenu des circonstances particulières. En cas de litige, cette tâche revient à la commission d'arbitrage. L'*al.* 1 fait référence à la discrimination de tiers en dehors d'accords contractuels, notamment lors de l'examen de demandes d'acheminement. L'*al.* 2 stipule l'égalité de traitement des clients éligibles en ce qui concerne les données de comptage et les informations lors de demandes d'acheminement et lors du décompte des prestations d'acheminement fournies.

Art. 3 Acheminement en cas de capacité insuffisante du réseau de distribution

Selon l'*al.* 1, les exploitants de réseaux déterminent la capacité disponible, du fait qu'ils sont chargés d'assurer la gestion du réseau (art. 10, al. 1, LME). Les réseaux sont prévus pour fournir une prestation déterminée qui, dans la courbe de charge journalière, n'est atteinte qu'au moment de la charge maximale. Leur taux d'exploitation varie, et peut être optimisé par des mesures qui tiennent compte de la demande effective. Ainsi, certains groupes de consommateurs (p. ex. chaudières et chauffages électriques) ou entreprises industrielles peuvent être coupés du réseau au moyen d'un réglage à distance et de délestages de charge. De telles mesures doivent être prises en accord avec les fournisseurs d'électricité et les responsables des groupes-bilans. En règle générale, les clients ne modifient pas leur utilisation du réseau lorsqu'ils changent de fournisseur. Cela dit, on ne peut exclure qu'un nouveau fournisseur souhaite approvisionner en continu un client qui, auparavant, participait à l'optimisation du réseau et de la production d'électricité par le biais du réglage à distance ou des délestages de charge. Dans un tel cas, la production globale d'énergie n'augmenterait pas; par contre, le réseau serait soumis à une plus forte tension, ce qui aurait pour conséquence de faire baisser la capacité disponible. L'art. 3 est destiné à prévenir une telle éventualité, qui entraînerait une baisse de rentabilité des réseaux tout en entravant la concurrence.

L'*al.* 2 fixe la manière de calculer la capacité disponible du réseau de distribution, et se réfère ainsi à l'art. 5, al. 3 de la loi. L'*al.* 3 prescrit l'attribution selon un ordre de priorité chronologique¹. Etant donné que les manques de capacités du réseau de distribution devraient être plutôt rares et de courte durée, il convient d'appliquer une procédure aussi simple que possible. Les adjudications concurrentielles telles que les ventes aux enchères sont par conséquent réservées au réseau de transport. L'*al.* 4 exige une preuve écrite en cas de refus d'acheminement, conformément à l'art. 5, al. 3 de la loi. Les *al.* 5 et 6 doivent assurer que la capacité d'acheminement ne soit pas bloquée par des actions stratégiques de certains acteurs du marché isolés, dans le but par exemple d'exclure des concurrents de l'accès au réseau. L'acheminement est fonction de certaines quantités d'énergie au cours de périodes définies.

Art. 4 Acheminement en cas de capacité insuffisante du réseau de transport

En raison de sa situation géographique centrale, le réseau suisse de transport est dans une large mesure utilisé pour l'acheminement transfrontalier d'électricité. L'*art.* 4 tient compte de cet

¹ Le législateur a exclu de manière explicite la fixation de priorités pour l'acheminement d'électricité provenant d'énergies renouvelables en cas de congestion du réseau. Une telle disposition ne serait d'ailleurs guère applicable.

état de fait à un double égard: d'une part, l'*al. 1* stipule que la priorité doit toujours être accordée à l'approvisionnement des consommateurs finaux indigènes. Cependant, il ne sera pas nécessaire de fixer, dans un proche avenir, un ordre de priorité dans le temps pour la couverture des besoins nationaux dans le cadre du réseau de transport. D'autre part, il est nécessaire d'édicter des règles en matière d'attribution des capacités de transport pour les importations, les transits et les exportations. Les livraisons à destination de l'Italie – et non seulement celles assurées par le réseau de transport suisse – posent depuis longtemps déjà des problèmes de congestion. L'Italie connaissant un fort excédent d'importations et des prix du courant élevés, sa demande de capacité d'acheminement est très élevée. Dans le cadre de la réalisation du marché intérieur européen de l'électricité, il faut édicter des règles uniformes relatives à la gestion de telles surcharges des réseaux de transport transfrontaliers. A cet égard, on pense surtout à des solutions axées sur la concurrence, en particulier à des ventes aux enchères, ainsi que le prévoit l'*al. 2*.

Lors de l'attribution de capacités du réseau de transport, la priorité sera accordée, pendant la période transitoire de dix ans à compter de l'entrée en vigueur de l'ordonnance, à ceux des contrats de fourniture de longue durée entre entreprises d'approvisionnement suisses et étrangères qui ont été conclus avant la création du marché intérieur de l'électricité (*art. 32*). Selon l'*art. 8, al. 2* de la directive 96/92/CE, ces contrats ne sont pas soumis aux autres dispositions de la directive sur le marché intérieur, dans la mesure où ils donnent lieu à l'approvisionnement de clients dans le cadre d'un monopole d'approvisionnement fermé.

Art. 5 Acheminement en cas de capacité insuffisante du réseau de transport

L'*al. 1* se réfère à l'*art. 2* de la LME, en vertu duquel le réseau des chemins de fer se situe également dans le champ d'application de la loi, les exigences de l'exploitation ferroviaire étant prioritaires.

Section 2: Principes de la rétribution de l'acheminement

L'ordonnance prévoit une procédure en quatre étapes pour déterminer la rétribution de l'acheminement. L'*art. 6* définit les coûts imputables lors du calcul de la rétribution. A cet égard, le taux d'intérêt standardisé du capital propre accordé à tous les exploitants de réseaux doit correspondre à une rémunération équitable. L'*art. 7* règle la procédure interne de compensation des coûts entre les différents niveaux de tension. L'*art. 8* décrit la manière dont des comparaisons d'efficacité effectuées pendant une période de référence de plusieurs années doivent motiver les exploitants de réseaux à réduire leurs coûts imputables. La rétribution de l'acheminement est donc calculée en fonction des coûts imputables, orientés sur l'efficacité. L'*art. 9* renferme les principes relatifs à la structure des rétributions. Enfin, les *art. 10 à 13* règlent d'autres questions, notamment la compensation d'excessives différences de rétribution entre les cantons.

Art. 6 Coûts imputables

Les coûts indispensables à l'exploitation du réseau et, partant, imputables, sont définis dans l'*art. 6* et dans l'annexe 1. Cette définition est basée sur l'*art. 6, al. 1, 2 et 6* de la loi. Conformément au principe de subsidiarité, les travaux préliminaires de la Commission pour les questions de calcul de coûts de l'AES sont pris en compte dans les présentes dispositions dans la mesure où ils correspondent aux principes de l'*art. 6, al. 6* (dernière phrase) de la loi². Les coûts

² Association des entreprises électriques suisses: Schéma de calcul des coûts pour les exploitants de réseaux, Zurich, 2000.

et la rétribution de l'acheminement devant être calculés au moyen d'un schéma obligatoire pour tous les exploitants de réseaux lors de la mise en vigueur de la LME déjà, et ce schéma devant faciliter l'examen de la rétribution, il est indispensable que l'ordonnance renferme des dispositions relativement détaillées. Pour les centrales électriques qui n'ont pas jusqu'à présent tenu une comptabilité, les relevés et les calculs nécessaires à cet effet risquent d'entraîner un surcroît de travail. Cependant, c'est le prix à payer pour une exploitation efficace du réseau et une fixation des rétributions de l'acheminement axée sur les coûts.

Les coûts imputables se composent des coûts d'exploitation et des frais financiers pouvant être pris en compte ainsi que des prestations en espèces prescrites par les autorités cantonales ou communales selon l'art. 8, al. 2.

Selon l'al. 2, sont considérés comme coûts d'exploitation imputables tous les coûts découlant de prestations directement liées à l'exploitation du réseau. Les coûts des différents niveaux de réseaux et de transformation (niveaux de tension) doivent figurer dans une comptabilité conçue à cet effet. Tous les exploitants de réseaux doivent distinguer, selon les mêmes principes, les coûts d'exploitation et les investissements. Ces derniers doivent par conséquent être activés et faire l'objet d'un amortissement comptable. Etant donné que les coûts d'exploitation figurent déjà dans la comptabilité financière, ils ne posent pas de problèmes particuliers pour l'établissement du rapport.

En ce qui concerne les frais financiers imputables, il faut distinguer les amortissements comptables et les intérêts comptables. Lors du calcul des frais financiers, il est habituellement tenu compte des valeurs comptables figurant dans la comptabilité financière, conformément à l'al. 3. Cependant, dès l'entrée en vigueur de la loi, les durées d'amortissement, les taux d'intérêt et la structure du capital définis dans l'annexe 1 seront appliqués. Afin d'empêcher par exemple des prix excessifs lors de la vente d'un réseau, les valeurs comptables ne sont acceptées que si leur total n'excède pas la somme des coûts d'acquisition après déduction des amortissements linéaires (valeur d'acquisition).

Le calcul uniformisé des intérêts comptables exige la fixation des parts respectives de capital emprunté et de capital propre. Il semble raisonnable d'opter pour un rapport de 70 à 30 %, ce qui correspond approximativement à la structure de propriété actuelle des entreprises intégrées (annexe 1, section 4.4.3).

Les bases de calcul prescrites pour la rémunération du capital propre et du capital emprunté comprennent des suppléments pour risque définis sur la base d'une évaluation réaliste de la situation économique des exploitants de réseaux suisses. Ces prescriptions doivent être considérées dans un contexte où les exploitants de réseaux ne sont pas soumis à la concurrence. En outre, l'amortissement et la rémunération du capital investi leur sont garantis, tant que les coûts imputables sont inférieurs à la valeur de comparaison (benchmark) calculée sur la base de valeurs à neuf de remplacement selon l'art 8. Les exploitants courent donc un risque financier relativement faible.

Le taux d'intérêt pondéré du capital engagé comprend, dans le cadre du ratio fixé, un taux applicable au capital emprunté et un autre pour le capital propre (annexe 1, al. 4.4.3). Le taux d'intérêt du capital emprunté se calcule sur la base du taux d'intérêt sans risque, majoré d'un supplément pour risque de 0,5 %, ce qui correspond aux valeurs observables sur le marché financier pour les emprunts contractés par des débiteurs bénéficiant d'un rating A. Le taux d'intérêt sans risque correspond au rendement, observable sur le marché des capitaux au début de la période de référence concernée, qu'affiche à son échéance l'obligation fédérale dont la durée résiduelle se rapproche le plus de la durée de la période de référence (généralement 4 ans). D'où l'assurance d'une congruence des échéances: l'investissement fixe à opérer pour

4 ans se calque sur le taux d'intérêt de placements financiers ayant le même horizon. A titre d'exemple, un taux d'intérêt sans risque de 4 % déboucherait, pour le capital emprunté, sur un taux d'intérêt de 4,5 %.

Le taux d'intérêt applicable au capital propre se calcule à partir du Capital Asset Pricing Model (CAPM). Le rendement du risque de marché est fixé pour la Suisse à 4,5 %, conformément aux estimations d'instituts spécialisés. Quant au facteur β , mesurant le risque inhérent à la branche par rapport à celui du marché dans sa globalité, une estimation historique le situe en dessous de 0,2, par référence à des entreprises électriques actuellement cotées. Etant donné que l'exploitation du réseau continuera à être un monopole, bien qu'exposée à un léger risque financier supplémentaire dû à la réglementation prévue, un β de 0,25 apparaît comme correct. A supposer que le taux d'intérêt sans risque soit de 4 %, le taux d'intérêt applicable au capital propre serait de $4 \% + 0,25 * 3,33 * 4,5 \% = 7,75 \%$. Le facteur de 3,33 s'explique par l'effet de levier dû au ratio imposé de 70 % de capital emprunté et de 30 % de capital propre.

Le taux d'intérêt comptable pondéré applicable au capital total représente donc, dans le présent exemple, $0,7 * 4,5 \% + 0,3 * 7,75 \% = 5,5 \%$.

Au début de l'ouverture du marché, selon l'art. 34, al. 1 des dispositions transitoires, les exploitants de réseaux établissent leurs coûts d'acheminement en se basant sur les coûts imputables selon l'art. 6, al. 2 et 3. Ceux-ci comprennent la rémunération équitable du capital investi. La durée de cette phase initiale sera probablement de deux ans environ. Ensuite, la fixation d'une valeur de comparaison (benchmark) à partir de comparaisons d'entreprises pourra également influencer la rétribution de l'acheminement (art. 8 de l'ordonnance). Dans les trente jours qui suivent l'entrée en vigueur de l'ordonnance, les exploitants de réseaux sont tenus de déterminer et de publier leurs coûts d'acheminement (art. 34, al. 2). Cette tâche sera facilitée du fait de la période préparatoire de plusieurs mois entre l'adoption de la LME en votation populaire suite au référendum et son entrée en vigueur.

A la place de la méthode d'évaluation prévue dans ce projet d'ordonnance, il serait possible d'utiliser les valeurs à neuf de remplacement pour le calcul des amortissements imputables. Voilà qui permettrait de garantir l'égalité de traitement des entreprises. Cependant, la surévaluation des installations qui en résulterait pourrait entraîner des augmentations de prix ou, dans le cas où les amortissements antérieurs n'avaient pas pour but le maintien de la substance ou l'autofinancement, conduire à doublement grever les consommateurs. La prescription de standards pour les valeurs à neuf de remplacement et l'obligation du maintien de la substance et de l'autofinancement permettent de limiter ce risque. En prévision de la finalisation de l'ordonnance en collaboration avec l'industrie de l'électricité et les milieux intéressés, l'OFEN a l'intention de concrétiser encore les avantages et les inconvénients des deux méthodes, si possible au moyen de données réelles fournies par des entreprises.

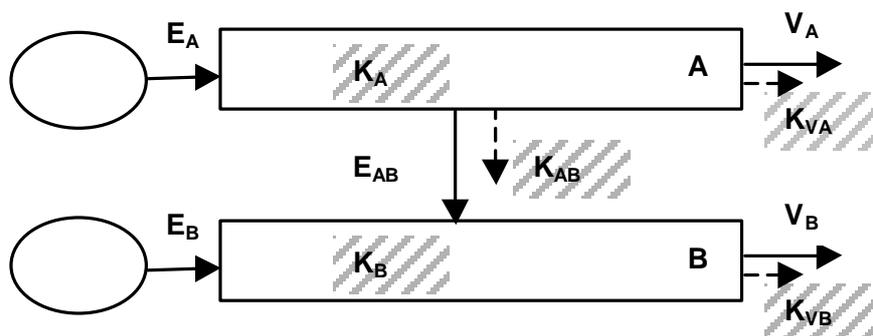
Art. 7 Compensation des coûts entre les niveaux de tension

Les prestations liées à l'acheminement proviennent de réseaux interconnectés, dont les coûts doivent être imputés aux différents niveaux de façon aussi équitable que possible³. L'art. 7 règle la répartition des coûts à l'intérieur du réseau (pour les modalités de la rétribution de l'acheminement du courant aux clients finaux, voir *art. 9*).

³ L'art. 7 du projet d'ordonnance a fait l'objet d'une explication détaillée. Cf. H. Glavitsch, Imputation des coûts du réseau de distribution électrique, Berne, septembre 2001.

Report des coûts entre deux niveaux de tension

Fig. 1



Comme l'indique la figure 1, on trouve au niveau A l'électricité E_A injectée d'une centrale, et au niveau B l'électricité E_B . Les volumes d'énergie consommée sont désignés par V_A et V_B . La consommation au niveau supérieur A est normalement couverte par l'injection E_A . Quant à la consommation au niveau B, elle est couverte par l'énergie E_{AB} obtenue au niveau A et par l'injection locale E_B .

Chaque niveau de tension présente des coûts de réseau (K_A et K_B). D'où la question de savoir comment imputer ces coûts de manière aussi équitable que possible aux niveaux de tension et donc à la consommation (K_{VA} ou K_{VB}).

Selon la méthode dite nette, l'imputation de coûts du niveau A au niveau B se base sur l'électricité E_{AB} fournie par A à B. Les coûts K_A sont donc répartis selon le total de la consommation au niveau A (V_A) et la consommation nette du niveau B (V_B moins E_B). A supposer que l'injection E_B corresponde exactement à la consommation V_B , la consommation au niveau B assumerait une part nulle des coûts inhérents au niveau A. Cette méthode considère le fait que les injections au niveau inférieur déchargent le niveau de tension supérieur. Elle n'est toutefois pas défendable telle quelle, étant donné que les consommateurs au niveau B ont malgré tout la possibilité d'acheter de l'électricité produite en dehors de leur région et acheminée au niveau A. Ils dépendent aussi physiquement, pour la puissance de réserve et la garantie de la qualité, de l'injection E_A et du niveau A. La méthode dite brute de report des coûts permet précisément d'intégrer ces éléments. Pour déterminer les coûts à reporter K_{AB} , on se base sur la consommation V_B , sans tenir compte de l'injection E_B . Les coûts K_A sont donc répartis selon le total de la consommation V_A et l'électricité E_{AB} fournie au niveau inférieur. En l'absence d'injection E_B , c'est le niveau A qui fournit toute l'électricité consommée au niveau B, et l'imputation se fait exclusivement selon la méthode dite brute.

Globalement, la méthode dite nette favorise pour le report des coûts les niveaux de tension inférieurs, pour autant que des injections de courant aient lieu à ces niveaux; la méthode brute avantage quant à elle les niveaux de tension supérieurs. Aux termes de l'art. 6 de la loi, il convient d'accorder suffisamment d'importance à l'injection d'énergie aux niveaux inférieurs. Cette exigence est réalisée dans l'ordonnance: 70 % des coûts du réseau sont imputés selon la méthode dite nette et 30 % selon la méthode dite brute des niveaux de tensions supérieurs aux niveaux inférieurs.

Les explications qui précèdent parlent d'«électricité» comme grandeur de référence pour calculer les coûts. Il faut entendre par là aussi bien la puissance (kW) que la quantité du courant (kWh). Les coûts liés au réseau dépendent pour l'essentiel de la prestation (kW). En conséquence, la majeure partie des coûts devraient être imputés selon la prestation que le niveau de tension B sollicite du niveau A immédiatement supérieur. Compte tenu du fait que les consom-

mateurs n'utilisent pas les réseaux tous en même temps, et que les pertes sur le réseau dépendent de la quantité d'électricité livrée, il est néanmoins justifié de répartir une partie des coûts en fonction de la consommation (kWh). 70 % des coûts doivent être imputés selon les puissances semestrielles maximales, conformément à la méthode dite nette. Les 30 % restants sont imputés, conformément à la méthode dite brute, en fonction de la consommation finale du niveau de tension concerné et des niveaux de tension inférieurs⁴.

La composante liée à la puissance qu'il est prévu d'introduire incitera les exploitants à réduire les coûts que leur imputent les niveaux de tension supérieurs (report semestriel de 70 % des coûts, selon la charge de pointe mesurée aux semestres d'hiver et d'été). Ainsi, les révisions s'effectueront, par exemple, à des périodes où le réseau est peu chargé. La réglementation proposée intègre aussi comme il convient le principe du pollueur/payeur: si les calculs étaient faits en fonction de la valeur annuelle maximale, les réseaux caractérisés par une forte pointe en hiver (p. ex. tourisme hivernal) devraient payer davantage que la moyenne; et si l'on se référait à la charge de pointe mensuelle, les réseaux présentant une charge relativement équilibrée telle qu'on la souhaite seraient particulièrement mis à contribution.

Art. 8 Rétribution de l'acheminement en fonction de critères d'efficacité

Au vu des expériences réalisées jusqu'ici sur le plan international, la rétribution de l'acheminement doit se faire sur la base de critères d'efficacité. En Norvège par exemple, la rétribution de l'utilisation du réseau au début des années 1990 était fondée sur les coûts imputables. De ce fait, les exploitants n'ont pas épuisé le potentiel d'accroissement de l'efficacité. On a trop investi, car les rendements admis étaient liés aux coûts. Cette expérience a conduit la Norvège, et d'autres pays avec elle, à passer en 1997 à une rétribution de l'acheminement en fonction de critères d'efficacité⁵.

Les art. 1, al. 1 et 6, al. 1 et 2 de la loi excluent que les exploitants de réseaux puissent répercuter automatiquement leurs coûts sur la rétribution de l'acheminement. Peuvent être pris en compte les coûts indispensables à une exploitation efficace du réseau. Pour l'application de la LME, on s'appuiera en conséquence sur la réglementation ci-après⁶. A cet égard, le législateur a laissé au Conseil fédéral une certaine marge de manœuvre. Il sera donc possible, lors de l'exécution de la loi, de tenir compte des expériences et connaissances actuelles aussi bien en Suisse qu'à l'étranger.

Selon le procédé défini à l'art. 8, les exploitants de réseaux comparent leurs coûts imputables fondés sur des valeurs comptables (ou valeurs d'acquisition) selon l'art. 6 avec les coûts théoriques standardisés calculés sur la base de valeurs de remplacement (valeur de comparaison). Des valeurs de comparaison étrangères peuvent également être utilisées à cet effet. L'exploitant de réseau fait valoir les coûts imputables basés sur des valeurs comptables (ou valeurs d'acquisition) en tant que plafond admis pour le chiffre d'affaires pendant la période de référence suivante, pour autant que ces coûts imputables soient inférieurs à la valeur de comparaison augmentée des taxes et des prestations en espèces selon l'al. 2 (valeur de comparaison «plus»). Si par contre les coûts imputables fondés sur des valeurs comptables ou des valeurs d'acquisition sont supérieurs à la valeur de comparaison «plus», ils doivent être ramenés

⁴ Dans le modèle 2001 d'utilisation du réseau suisse, mai 2001 (en élaboration) de l'Association des entreprises électriques suisses, des parts de 65 et 35 % sont proposées. L'ordonnance avantage un peu plus les régions avec injections d'électricité à des niveaux inférieurs.

⁵ Cf. p. ex. M. Filippini, J. Wild, C. Luchsinger; CEPE: Regulierung der Verteilnetzpreise zu Beginn der Marktöffnung, Erfahrungen in Schweden und Norwegen; Berne, août 2001.

⁶ Concernant les aspects juridiques de la réglementation incitative dans le cadre de la LME (Cf. S. Rechsteiner: Rechtsfragen des liberalisierten Strommarktes in der Schweiz; Winterthur, février 2001).

au niveau de celle-ci. Si une réduction immédiate des coûts au niveau de la valeur de comparaison «plus» ne peut raisonnablement être exigée, l'exploitant de réseau peut demander à la commission d'arbitrage de fixer un chemin d'ajustement. Dans un tel cas, la commission d'arbitrage peut déterminer, pour la période de référence, un chemin d'ajustement à la valeur de comparaison «plus». Ce procédé incite les exploitants de réseaux à une gestion efficace, du fait que la différence entre le plafond admis pour le chiffre d'affaires et les coûts effectifs leur revient. Il encourage en outre le renouvellement et l'entretien des installations. En effet, jusqu'à concurrence de la valeur de comparaison «plus», les investissements sont entièrement imputables et les exploitants peuvent faire valoir les frais financiers importants qui en découlent avant l'expiration de la période de référence en cours.

Selon l'*al. 1* de l'ordonnance, l'office fédéral compétent procède périodiquement à des comparaisons en matière d'efficacité. Ces comparaisons établies entre les entreprises sont fondées sur des valeurs de remplacement, cela afin d'éviter qu'elles soient faussées par les amortissements pratiqués dans le passé. Ainsi, les entreprises dont les investissements sont déjà largement amortis sont rendues comparables à celles qui ont moins amorti. La valeur de comparaison indique les coûts maximums que chaque exploitant assurant une gestion efficace de son entreprise aurait à couvrir s'il fallait construire à nouveau l'ensemble du réseau. Il est tenu compte à cet égard des différences d'ordre structurel non influençables par les entreprises, dans la mesure où elles ont une incidence sur les coûts. Il peut s'agir de facteurs tels que le terrain ou la structure des consommateurs. Cela garantit qu'un exploitant de réseau ne se trouve pas désavantagé du fait qu'il opère dans un environnement peu favorable. Parmi les prestations et les charges par nature énumérés dans l'annexe 1, section 5, ne sont pas soumis aux comparaisons entre exploitants les coûts devant être rétribués aux réseaux de niveau supérieur, indépendants sur le plan juridique, ainsi que les impôts et taxes, les redevances de concession, les prestations ayant une incidence sur les coûts dans le cadre de mandats des collectivités publiques, etc. (*al. 2*).

Avant le début de la période de référence, les exploitants de réseaux calculent, sur la base des coûts imputables de l'année de référence, le plafond admis pour le chiffre d'affaires. Celui-ci doit en tous les cas être inférieur à la valeur de comparaison «plus». Le plafond admis pour le chiffre d'affaires est valable pour chaque année de la période de référence. Chaque exploitant de réseau annonce à l'office fédéral compétent, à l'attention de la commission d'arbitrage, son plafond de chiffre d'affaires ainsi que les données lui ayant servi de base au calcul. En cas de litige ou en cas de contrôle ordonné par la commission d'arbitrage, il est ainsi possible de vérifier les calculs et le respect du plafond. Si, une année, le chiffre d'affaires effectif excède le plafond admis, une compensation doit intervenir avant la fin de la période de référence en cours. Si une telle compensation n'a pas lieu, il en sera tenu compte lors du calcul du plafond de chiffre d'affaires de la période de référence suivante.

L'*al. 4* fixe à quatre ans la période durant laquelle les plafonds restent inchangés. Une période de référence plus courte laisserait trop peu de temps aux entreprises pour réaliser des gains d'efficacité. Dans la phase initiale de l'ouverture du marché, une période de référence plus courte pourrait néanmoins se justifier.

Si les coûts imputables selon l'art. 6 dépassent la valeur de comparaison «plus», c'est le signe d'un manque d'efficacité auquel il faut en principe remédier. Si un exploitant de réseau ne peut raisonnablement réduire d'un coup ses coûts imputables au niveau de la valeur de comparaison «plus», il peut demander à la commission d'arbitrage de fixer un chemin d'ajustement (*al. 6*).

Afin de fournir aux exploitants une incitation supplémentaire à maintenir un niveau de qualité élevé de leurs réseaux, le législateur leur a donné la possibilité de faire valoir les investissements consentis durant une période de référence avant l'expiration de ladite période, dans la mesure où ces investissements ont entraîné des frais financiers supplémentaires élevés. Pour éviter les surinvestissements, la valeur de comparaison doit être respectée. L'adaptation du plafond de chiffre d'affaires peut être reportée sur l'année civile suivante. L'exploitant doit en informer l'office à l'attention de la commission d'arbitrage 90 jours à l'avance (*al. 7*).

Art. 9 Fixation de la rétribution de l'acheminement

Selon l'art. 6, al. 3 de la loi, le Conseil fédéral édicte les principes qui permettent de calculer la rétribution de manière transparente. De tels principes sont indispensables afin de garantir un acheminement non-discriminatoire conformément à l'art. 5, al. 4 de la même loi. Les entreprises d'approvisionnement n'ont pas le droit de favoriser leurs clients propres au détriment de tiers, sous prétexte par exemple que des structures incompatibles de contribution aux coûts du réseau rendent un changement difficile. Le devoir de publication selon l'art. 10, al. 3 de la loi n'atteint son but que si les prix de l'électricité sont comparables. En outre, il est indispensable d'harmoniser les structures de coût de l'acheminement afin de permettre à la commission d'arbitrage de trancher les litiges dans ce domaine et pour faciliter l'examen des différences cantonales et suprarégionales en matière de coûts d'acheminement.

Du fait qu'une part considérable des prix de l'électricité (fourniture et acheminement) est comprise dans la contribution aux coûts du réseau, surtout aux niveaux de tension inférieurs, le montant et la structure de la rétribution influent sur l'utilisation du réseau et la consommation d'électricité. Les entreprises d'approvisionnement qui, pour des raisons de politique énergétique par exemple, renoncent à la perception de taxes de base indépendantes de la consommation ne doivent pas être obligées de réintroduire de telles taxes. En revanche, il n'y a pas besoin de prévoir des consignes relatives à la structure des prix pour des raisons de politique régionale. Les intérêts régionaux sont suffisamment pris en compte, notamment par l'art. 6, al. 5, relatif à la compensation d'excessives différences de coûts d'acheminement ainsi que par l'art. 11 de la loi concernant la garantie des raccordements.

Conformément à l'art. 10, al. 1, let. d, de la loi, le calcul de la rétribution de l'acheminement incombe aux exploitants de réseaux. Cette compétence n'est pas restreinte par l'art. 9 de l'ordonnance. Sur la base de principes généraux, les exploitants de réseaux disposent d'une importante marge de manœuvre pour fixer de manière optimale le niveau de prix et définir la structure de la rétribution. Selon les expériences des premières années qui suivront l'ouverture du marché, le DETEC devra au besoin édicter des directives subsidiaires.

En chargeant les exploitants de réseaux de déterminer des structures de rétribution simples, fondées sur l'imputation équitable des coûts, l'*al. 2, let. a* leur donne un véritable mandat d'optimisation.

Selon la *let. b*, la consommation finale au point de prélèvement est déterminante pour la fixation de la rétribution. La distance réelle et le flux physique d'électricité entre producteurs et consommateurs ne sont donc pas pris en considération. Voilà qui permet de promouvoir le commerce de l'électricité et d'éviter la discrimination de clients et de producteurs de communes éloignées. Fondamentalement, les producteurs ne sont pas tenus de payer les exploitants de réseaux pour l'injection ou l'acheminement d'électricité. Sont réservées, selon l'*al. 6*, les conventions internationales qui prévoient de cofinancer, au moyen d'une rétribution pour l'injection de courant, les coûts des réseaux de transport qui sont utilisés pour le transit de courant. D'après un projet d'ordonnance datant de mars 2001, la Commission de l'UE a l'intention

d'introduire à une date ultérieure une telle réglementation. De telles rétributions pour l'injection de courant n'ont pas d'incidence sur le prix payé par les consommateurs finaux.

La *let. c* prévoit une rétribution uniforme par niveau de tension et par catégorie de clients. En d'autres termes, les groupes de clients d'un niveau de tension dont les profils de charges sont comparables doivent bénéficier du même traitement. Pour la Suisse, il en résulte quatre catégories de rétributions pour l'utilisation du réseau. Pour sa part, l'AES a proposé une rétribution différente pour chaque niveau de tension. Ce modèle à sept niveaux permet une imputation plus équitable des coûts que le modèle à quatre niveaux suggéré ici. Cependant, s'il était appliqué, les consommateurs d'électricité qui se trouvent à proximité d'une station de transformation pourraient à moindres frais établir une ligne directe et se soustraire ainsi à une contribution aux coûts du niveau de tension (ligne et transformation). Les exploitants de réseaux qui ne sont pas installés à proximité immédiate d'un transformateur pourraient, surtout dans les régions rurales, subir une pression des coûts. Cela dit, même un système plus solidaire de contribution aux coûts du réseau n'empêcherait pas forcément les gros clients de changer de niveau de tension; il reste que cette possibilité est moins attrayante dans le cadre de la solution proposée. L'*al. 5* stipule en outre que les taxes, cessions de bénéfices, redevances de concession et autres émoluments prescrits par les autorités cantonales ou communales doivent être exclus, afin de tenir compte du fait que des communes approvisionnées par le même exploitant de réseau exigent des prestations de valeur monétaire différente. Sinon les communes requérant des prestations moindres subventionneraient celles bénéficiant d'un haut niveau de prestations.

L'*al. 3, let. a*, reprend l'idée, déjà partiellement traduite dans les faits aujourd'hui, d'une simplification de la structure des prix de l'énergie. Il propose l'application de prix différenciés ou l'utilisation de prix au kilowattheure variant dans le temps compte tenu de la prestation effective (de préférence en fonction de la part de la charge de pointe) et selon l'électricité consommée. Une procédure simple et en même temps équitable.

Selon la *let. b*, un prix de base correspondant à la quantité d'électricité acquise (par exemple en fonction du profil de charge) peut être facturé aux consommateurs pour qui le comptage de la puissance s'avère inutile ou entraînerait, en l'état actuel de la technique, des frais disproportionnés. Cette solution permet de tenir compte de manière équitable de la consommation de groupes de clients spécifiques (notamment maisons de vacances, petits consommateurs).

La *let. c* exclut les taxes et contributions supplémentaires pour les prestations usuelles des exploitants de réseaux, telles que les relevés périodiques et la facturation, ou encore l'installation de compteurs en fonction des besoins de la moyenne des clients et de l'état actuel de la technique. Dans la mesure où de telles prestations entraînent des frais pour les exploitants de réseaux, elles doivent être comprises dans la rétribution de l'acheminement. Par contre, des coûts de raccordement financés par les clients ne peuvent pas être intégrés encore une fois dans la contribution aux coûts du réseau.

Art. 10 Annonce et publication de la rétribution de l'acheminement

Art. 11 Services-système pour les autoproducteurs et les réseaux électriques des chemins de fer

Comme expliqué à l'*art. 7*, les coûts de réseaux de tension supérieure sont imputés en fonction de l'électricité (report brut) et de la prestation (report net). Ce système permet de tenir compte de l'injection d'énergie aux niveaux de tension inférieurs, conformément à l'*art. 6, al. 3* de la loi. Un régime analogue s'applique aux consommateurs finaux qui possèdent une installation de production: pour l'électricité produite et consommée sur le site, l'exploitant de réseau ne peut pas facturer de coûts d'utilisation du réseau. Si toutefois l'électricité provenant de l'installation

d'un autoproducteur est transportée par le réseau pour être utilisée à un autre site, les dispositions de l'*art. 7* s'appliquent.

Art. 12 Compensation des différences excessives de coûts d'acheminement

Cet article fixe les critères et la procédure s'appliquant aux mesures destinées à compenser d'excessives différences de coûts d'acheminement selon l'*art. 6*, al. 5 de la loi. Le rapport remis au Conseil fédéral par le département doit fournir une base, le cas échéant, pour la création de sociétés intercantionales de réseau ou l'élaboration d'une ordonnance du Conseil fédéral en vue de l'institution d'un fonds de compensation. En vue de l'examen des critères selon l'*al. 1*, il faut d'abord recenser suffisamment de données fiables sur les rétributions d'acheminement des exploitants de réseaux, en collaboration avec les cantons, selon l'*al. 2*.

Art. 13 Coûts et recettes des échanges internationaux d'électricité

Comme déjà mentionné à l'*art. 4*, la mise à contribution du réseau de transport suisse pour l'acheminement transfrontalier d'électricité est supérieure à la moyenne européenne. Pour des raisons de transparence et d'imputation équitable, les coûts liés aux échanges internationaux doivent par conséquent être séparés des autres frais et calculés selon les principes exposés à l'*art. 6*, al. 1 de la loi. Si, dans le cadre de la réalisation du marché intérieur européen de l'électricité, une autre réglementation devait être adoptée (cf. aussi l'*art. 9*, al. 6), à laquelle la Suisse participerait en vertu d'une convention internationale, celle-ci aurait la priorité.

En plus de la rétribution de l'acheminement, il faudra jusqu'à nouvel ordre compter avec des recettes provenant des adjudications concurrentielles, en particulier des ventes aux enchères, ce en raison des capacités de transport limitées sur le plan international. Ces recettes doivent en premier lieu être utilisées pour couvrir les coûts résultant des échanges internationaux. Il s'agit notamment, selon l'*al. 3, let. a*, des coûts supplémentaires imposés à la Société suisse pour l'exploitation du réseau et résultant des interventions dans l'activité des centrales suisses («re-despatching») et, dans la mesure où le réseau de transport peut être déchargé grâce à l'intervention de centrales de l'autre côté du goulot d'étranglement, de la mise à contribution des capacités de production disponibles («counter-trading»). Les autres affectations possibles des recettes des ventes aux enchères sont, selon la *let. b*, les amortissements anticipés du réseau de transport et le financement d'investissements pour l'extension dudit réseau, cela dans l'intérêt tout particulièrement des consommateurs finaux indigènes.

Chapitre 3: Fournitures d'électricité

Section 1: Changement de fournisseur, acquisition d'électricité sans contrat de fourniture et facturation

Conformément au principe de subsidiarité, les entreprises d'électricité élaborent des contrats types dans le cadre de leur code-réseau commun. Dans ses *art. 14 et 15*, l'ordonnance se limite à énoncer des principes destinés à encourager la concurrence et à servir les intérêts de la protection des consommateurs.

Art. 14 Changement de fournisseur et acquisition d'électricité sans contrat de fourniture

Ainsi que le montrent les expériences réalisées à l'étranger, il importe, dans l'intérêt de la concurrence, d'interdire la facturation de coûts séparés aux consommateurs finaux qui changent de fournisseur. Si le contrat est dénoncé par le fournisseur, les coûts dus au changement

(notamment le relevé du compteur) peuvent être facturés à ce dernier, dans l'intérêt de la protection des consommateurs (*al. 1*).

Si un consommateur final acquiert de l'électricité sans contrat de fourniture, l'exploitant du réseau n'est pas tenu de lui livrer le courant nécessaire. Il a en principe le droit de le déconnecter du réseau. Cependant, il peut aussi fournir l'électricité demandée en lieu et place du fournisseur absent et peut alors exiger les prix du marché. Est considéré comme tel le prix payé pour l'énergie sur ce site par des clients dont le profil de consommation est semblable. En outre, l'exploitant peut facturer les éventuels coûts supplémentaires (frais administratifs, acquisition à court terme de grandes quantités d'énergie, etc.) (*al. 2*).

Art. 15 Facturation

La facturation aux consommateurs finaux doit être transparente et non-discriminatoire, pour les clients aussi bien éligibles que captifs. La facture doit mentionner séparément le prix à payer pour la fourniture d'électricité, d'une part, et au titre de la rétribution de l'acheminement, d'autre part. La facturation séparée appliquée à tous les clients fournit également la base de données nécessaire à l'uniformisation de la rétribution de l'acheminement prévue par l'art. 6, al. 5, LME. Sans facturation séparée, il serait très difficile d'appliquer certaines mesures, telles que l'exonération des énergies renouvelables de la rétribution de l'acheminement, l'approvisionnement direct de clients à choix ou la comptabilité séparée. Les services-système (*al. 1, let. b*) sont définis à l'art. 1. Un décompte séparé peut être approprié pour la puissance réactive⁷ chez les gros consommateurs et les autoproducteurs. De même, la part que représentent les taxes liées à l'exploitation du réseau (impôts, cession du bénéfice, taxes de redevance, etc.) doit être mentionnée sur la facture de manière séparée et transparente (*al. 1, let. c*). Enfin, la facture doit renseigner chaque consommateur final sur le type de production et la provenance (pays d'origine) du courant fourni (*al. 2, let. b*).

Dans le cas de clients captifs durant la période transitoire, ou en cas de prélèvement d'électricité par des entreprises d'approvisionnement qui exploitent le réseau en même temps qu'elles produisent de l'électricité ou en font le commerce, une seule comptabilité est tenue. Les postes indiqués aux *al. 1 et 2* doivent néanmoins être présentés séparément.

Section 2: Groupes-bilans et énergie d'ajustement à la consommation

Art. 16 Groupes-bilans

La nécessité de former des groupes-bilans s'explique par la séparation opérée entre fourniture d'électricité et exploitation du réseau, et la garantie simultanée d'un approvisionnement fiable en courant. Or, l'approvisionnement ne fonctionne de manière fiable que si la quantité d'électricité injectée dans le réseau correspond à la quantité soutirée au même moment par les consommateurs finaux. A cet effet, dans leurs zones de réglage respectives, des entreprises telles qu'Atel, BKW, CKW, EGL, EOS, EWZ et NOK planifient aujourd'hui encore l'exploitation de leurs centrales et l'acquisition d'électricité provenant de l'extérieur du réseau. Après l'ouverture du marché, fournisseurs et consommateurs finaux pourront conclure à leur guise des contrats de fourniture, en vertu desquels le fournisseur s'engage à injecter la puissance qui correspond à la consommation du moment de son partenaire contractuel, ce afin de maintenir la fréquence du réseau à un niveau constant de 50 hertz. En règle générale, les consomma-

⁷ Electricité (ou puissance électrique) utilisée pour produire des champs magnétiques. L'énergie réactive fait partie des services-système; sont réservés les contrats entre autoproducteurs et exploitants de réseaux qui s'en éloignent.

teurs finaux présentent un certain profil de puissance acquise (profil de charge, p. ex. en kilowatt selon l'heure de la journée, le jour de la semaine et la saison). En cumulant tous les profils de charge des consommateurs finaux ayant conclu avec lui un contrat de fourniture, le fournisseur obtient un programme prévisionnel selon lequel il exploite sa centrale. De tels plans sont établis à l'avance (p. ex. 24 heures). Naturellement, il peut se produire des écarts entre le programme prévisionnel d'un fournisseur et la consommation de ses clients, ces derniers pouvant dévier de façon imprévisible de leur profil de charge (p. ex. coup de froid, arrêt d'exploitation, etc.). L'exploitant du réseau de transport doit compenser ces écarts en utilisant l'énergie de réglage, imputée en tant qu'énergie d'ajustement à la consommation, afin de maintenir la fréquence du réseau à un niveau constant.

Un groupe-bilan se compose de tous les consommateurs finaux qui ont conclu un contrat de fourniture avec un fournisseur, le responsable du groupe-bilan, ainsi que des centrales et des fournisseurs chargés de l'injection d'électricité. Les exploitants de réseaux de distribution qui ne produisent pas d'électricité ou qui n'en font pas le commerce ne peuvent pas assumer la responsabilité d'un groupe-bilan (*al.* 1). Les responsables de groupes-bilans assument, vis-à-vis de leurs clients, des obligations découlant du contrat; ils sont également tenus, vis-à-vis de la Société suisse pour l'exploitation du réseau, de couvrir les frais résultant du recours à l'énergie d'ajustement à la consommation. Les responsables de groupes-bilans sont tenus de vérifier et de garantir non seulement les prélèvements d'électricité en faveur des clients éligibles, mais aussi, dans une même mesure, l'injection de courant dans le réseau. La gestion technique d'un groupe-bilan est soumise à des exigences particulières. *L'al.* 3 prévoit la conclusion d'un contrat entre les responsables de groupes-bilans et la Société suisse pour l'exploitation du réseau. *L'art.* 16, *al.* 4 prévoit que l'Office fédéral de l'énergie fixe les règles technico-administratives. A cet effet, il collabore avec l'industrie électrique. La LME ne contient toutefois aucune base légale autorisant à déléguer des compétences législatives à des particuliers, en l'occurrence la Société suisse pour l'exploitation du réseau.

Art. 17 Energie d'ajustement à la consommation

La Société suisse pour l'exploitation du réseau est responsable de la fourniture d'énergie d'ajustement à la consommation (*al.* 1). Si les groupes-bilans soutirent une quantité d'énergie supérieure à celle qui est prévue dans leur programme prévisionnel, la Société suisse pour l'exploitation du réseau injecte de l'énergie supplémentaire dans le réseau de transport. Si les groupes-bilans consomment moins que ce qui est prévu dans leur programme prévisionnel, elle réduit ses injections. *L'al.* 2 énonce les principes de rétribution pour le recours à l'énergie de réglage. Le prix de l'énergie d'ajustement à la consommation est fixé sur le marché de l'énergie de réglage. Le recours à ce type d'énergie peut être limité au moyen de suppléments perçus ou de remises accordées sur son prix du marché. La Société suisse pour l'exploitation du réseau fixe les principes de la formation des prix. Le département les approuve et contrôle ainsi l'absence de discrimination et le fonctionnement du système.

Selon *l'art.* 35, les art. 16 et 17 entrent en vigueur à partir de la création de la Société suisse pour l'exploitation du réseau mais trois ans au plus après l'entrée en vigueur de la loi. Au moment de l'entrée en vigueur de cette dernière, les exploitants de réseaux de transport fixent des dispositions transitoires pour les trois premières années. Ces dispositions doivent notamment tenir compte du droit des clients éligibles au libre choix de leurs fournisseurs à l'intérieur de la zone de réglage concernée.

Chapitre 4: Comptabilité et présentation des comptes

Art. 18

La comptabilité séparée selon les domaines d'activité prescrite par l'art. 7 de la loi concerne la comptabilité financière (gestion comptable) et les comptes annuels officiels (présentation des comptes comprenant les comptes de résultats, le bilan et la partie explicative). Le marquage des écritures à l'aide de l'informatique est également autorisé en lieu et place d'une comptabilité séparée, pour autant que le résultat soit équivalent. Seuls les comptes annuels relatifs au transport (Société suisse pour l'exploitation du réseau) et à la distribution doivent être publiés. Les comptes annuels sont régis par les dispositions du code des obligations ou du droit public, ainsi que par le droit fiscal. Les standards internationaux de présentation des comptes ou les principes comptables ne peuvent être appliqués que dans la mesure où ils correspondent aux bases légales susmentionnées. Une directive pour la branche déjà existante correspond aux principes énoncés à l'art. 18⁸. A l'heure actuelle, une réglementation plus poussée ne semble par conséquent pas nécessaire.

Le calcul et l'évaluation des coûts imputables et de la rétribution de l'acheminement sont exclusivement régis par les art. 6 et 8 de l'ordonnance. Les dépenses selon la comptabilité financière sont en règle générale déterminées par des décisions d'ordre juridique et fiscal de l'entreprise. Les coûts effectifs et les recettes établis conformément à l'art. 6 de la loi et aux art. 6 et 8 de l'ordonnance ne sont par conséquent pas comparables à la gestion et à la présentation des comptes telles qu'elles sont définies à l'art. 7 de la loi.

Chapitre 5: Garantie de l'approvisionnement électrique

Sécurité de l'approvisionnement sur le plan national et international:

Sur un marché de l'électricité libéralisé, la question de la sécurité de l'approvisionnement se pose différemment que dans la situation monopolistique que notre pays connaît aujourd'hui. Le monopole incite au surinvestissement, en particulier dans le domaine de la production, étant donné que les coûts supplémentaires peuvent être reportés ailleurs et qu'il existe un marché grossiste permettant d'exploiter les excédents. Ce phénomène n'est pas propre à la Suisse. Ainsi, les réserves libres d'énergie des pays de l'UCTE (tous les pays de l'UE d'Europe continentale et la Suisse), après déduction de réserves nécessaires à l'exploitation, se montaient pendant l'hiver 2000/01 à 39 GW environ, ce qui correspond à la puissance d'une quarantaine de centrales nucléaires de la grandeur de celle de Gösgen. Ces surcapacités devraient disparaître ces dix prochaines années.

Lors de décisions antérieures en matière de politique énergétique, telles que la preuve du besoin dans le cas de la centrale atomique de Kaiseraugst, l'on a opté pour une sécurité d'approvisionnement de 95 % en tant que grandeur cible (exportations nettes pendant 19 semestres d'hiver sur 20). Dans le cadre de son examen des initiatives nucléaires actuelles (message du 28.2.01), le Conseil fédéral se base aujourd'hui sur une sécurité de l'approvisionnement de 50 %: la demande intérieure durant l'hiver doit être couverte par la production domestique moyenne prévisible, y compris les droits de prélèvement nets de centrales françaises. Cette grandeur cible est défendable sur un marché de l'électricité ouvert.

⁸ Association des entreprises électriques suisses; Directive pour la réalisation de la dissociation comptable dans la comptabilité selon art. 7 LME, juillet 2001.

L'ouverture du marché renforce la sécurité de l'approvisionnement à long terme par le développement des échanges internationaux. Dans le même temps, elle permet des réductions de coûts considérables, du fait que l'augmentation des capacités à l'intérieur et à l'extérieur du pays n'obéit plus au souci d'autoapprovisionnement. L'Union européenne encourage l'interconnexion des réseaux, et ce également pour assurer l'approvisionnement.

L'assouplissement du commerce transfrontalier (la Suisse participe elle aussi aux négociations) et le soutien financier des nouveaux investissements dans les réseaux de transport (Trans European Networks TEN) figurent à cet égard au premier plan. La Charte européenne de l'Energie vise une coopération renforcée, des règles du jeu en matière de commerce et la garantie des investissements étrangers. L'UE s'engage également en faveur de la sécurité de l'approvisionnement à l'extérieur de l'Union en collaboration avec les principaux pays producteurs (en particulier la Russie). Le gaz naturel est considéré comme une énergie primaire importante qui remplace avantageusement le charbon, plus nocif pour l'environnement. En outre, le gaz naturel peut être exploité dans des installations de production modernes et à des coûts compétitifs. Comme la Suisse, l'UE voit dans la promotion des énergies renouvelables et l'augmentation de l'efficacité énergétique des facteurs supplémentaires permettant de garantir l'approvisionnement.

Avec l'ouverture du marché, les installations électriques décentralisées ont tendance à devenir plus attrayantes sur le plan économique, du fait qu'elles exigent moins de capital, qu'elles sont flexibles et, surtout, qu'elles peuvent être agrandies en un laps de temps relativement court (un à trois ans). Lorsqu'une pénurie se dessine, l'incitation par le prix permet d'adapter l'offre relativement vite. Les entreprises qui sont très dépendantes d'un approvisionnement sûr en énergie (sociétés informatiques, industrie des semi-conducteurs, industrie chimique, hôpitaux, etc.) auront toujours plus tendance à constituer leurs propres réserves, ou à les assurer par financement indirect (contracting). En diversifiant l'offre en matière d'électricité afin de tenir compte de ces besoins, l'approvisionnement en énergie peut, dans l'ensemble, être assuré de manière plus avantageuse.

Réglementation de la garantie de l'approvisionnement:

En séparant production, commerce et exploitation des activités de transport et de distribution, on explore de nouvelles voies en matière d'énergie et de réseau.

Dans le domaine des réseaux, les principes suivants sont prévus afin de garantir la sécurité de l'approvisionnement:

- Les exploitants de réseaux sont explicitement tenus de veiller à l'existence d'un réseau sûr, et d'agrandir ce dernier au besoin. Ils doivent assurer la mise à disposition et l'utilisation de la réserve d'énergie et des capacités des lignes de secours nécessaires (art. 10 LME). Les coûts qui résultent de ces prestations peuvent être pris en compte lors du calcul de la rétribution de l'acheminement (art. 6 LME).
- Les entreprises d'approvisionnement sont tenues, au titre du service public, de raccorder au réseau toutes les installations de production d'électricité et tous les consommateurs finaux; les cantons règlent l'attribution des aires de desserte (art. 11 LME).
- Si les réseaux offrent des capacités insuffisantes, le département (réseau de transport) et les cantons (réseaux de distribution) peuvent contraindre les exploitants à renforcer leurs installations, le but étant avant tout de garantir la sécurité de l'approvisionnement (*art. 23, al. 4 de l'ordonnance*).

Soumis à la concurrence, la production, le commerce et l'exploitation sont avant tout l'affaire d'acteurs privés. Dans ses *art. 19 et 20*, l'OME n'en contient pas moins des dispositions visant à garantir l'offre de quantités suffisantes d'électricité. La sécurité de l'approvisionnement dans le domaine de l'offre dépend de la disponibilité d'une capacité de production suffisante, assurée par des centrales indigènes ou par des droits de prélèvement dans des centrales situées à l'étranger.

Art. 19 Restrictions illicites à la concurrence

Des situations de pénurie à court terme peuvent se présenter si l'offre se trouve restreinte de manière illicite par des entreprises jouissant d'une position dominante ou par des accords. En s'appuyant sur la loi sur les cartels, la commission de la concurrence peut interdire de tels comportements. L'*art. 19* charge l'office d'observer l'évolution du marché de l'électricité, et notamment le comportement des entreprises ayant une position dominante. En cas d'indices de restrictions illicites à la concurrence et de l'offre, l'office porte plainte auprès du secrétariat de la commission de la concurrence.

Le secrétariat, resp. la commission de la concurrence demeurent libres toutefois d'observer eux-mêmes la situation de la concurrence (*art. 45, al. 1, LCart*). En outre, il est de la compétence exclusive du secrétariat resp. de la commission de la concurrence de décider d'ouvrir une enquête préalable ou une enquête au sens de la loi sur les cartels.

Art. 20 Perturbation ou menace de la sécurité d'approvisionnement

L'*art. 20* prévoit qu'en cas de menace ou de perturbation de l'approvisionnement, le département transmet au Conseil fédéral, d'entente avec le Département fédéral de l'économie, des propositions de mesures visant à assurer l'approvisionnement national. Ainsi, les responsables de groupes-bilans peuvent être contraints de conclure des contrats de fourniture à long terme. Au besoin, ils peuvent en outre être obligés d'élargir leur offre, en particulier dans le domaine de la charge de base (énergie en ruban).

Si une crise d'approvisionnement devait s'annoncer qui ne pourrait pas être surmontée par l'économie elle-même, il serait possible de prendre des mesures supplémentaires en vertu de la loi sur l'approvisionnement du pays, telles que des prescriptions en matière de consommation, des coupures de réseau, le contingentement ou la limitation des exportations d'électricité.

Chapitre 6: Exploitation du réseau et comptage

Art. 21 Société suisse pour l'exploitation du réseau

Conformément aux *art. 8 et 30* de la loi, la Société suisse pour l'exploitation du réseau est une société d'exploitation du réseau de transport, dont les propriétaires au moment de sa création et éventuellement pendant la première phase de son existence seront identiques aux propriétaires actuels des réseaux. La loi ne renferme pas de dispositions relatives à la dotation de la Société suisse pour l'exploitation du réseau des parts aux immobilisations appartenant au réseau du transport. La société anonyme à fonder pourrait donc être dotée au départ du capital actions minimum nécessaire à l'accomplissement de ses tâches. Il n'est cependant pas exclu que des parties du réseau de transport puissent être intégrées dans les immobilisations de la Société suisse pour l'exploitation du réseau au moyen d'une augmentation à long terme du capital actions. Des questions stratégiques de ce type, liées au développement de la société, doivent être tranchées au moment de sa fondation par le Conseil fédéral. Ses statuts sont en outre soumis à l'approbation du Conseil fédéral, aux termes de l'*art. 9, al. 5* de la loi. L'ordonnance ne fixe par conséquent que les valeurs de référence relatives à l'étendue des installations faisant partie du

réseau de transport (*al.* 1) et les droits de disposition de la Société suisse pour l'exploitation du réseau (*al.* 2).

La Société suisse pour l'exploitation du réseau est investie de tâches de gestion qui revêtent une importance essentielle pour la sécurité de l'approvisionnement et l'exploitation du réseau à tous les niveaux de tension inférieurs. Etant donné qu'elle a une vue générale de la situation de l'exploitation du réseau de transport et, partant, des congestions de capacité du réseau et de la production, elle est le mieux à même de juger la situation à long terme de l'approvisionnement et d'en informer les autorités fédérales compétentes (notamment l'Office fédéral pour l'approvisionnement économique du pays) (*al.* 5). Afin de permettre une gestion uniforme au plan national des groupes-bilans (cf. art. 16) et par là même de réaliser de substantielles économies, les sept zones de réglage actuelles seront intégrées dans une zone de réglage unique (*al.* 3). Conformément à l'art. 8, al. 4 de la loi, la Société suisse pour l'exploitation du réseau pourra également être tenue de n'utiliser que de l'électricité provenant d'énergies renouvelables (force hydraulique) pour le prélèvement d'énergie de réglage.

Art. 22 Représentation de la Confédération et des cantons dans le conseil d'administration de la Société suisse pour l'exploitation du réseau

Art. 23 Tâches des exploitants de réseaux

L'*al.* 1 fait référence aux travaux préliminaires déjà en cours au sein de la branche de l'électricité dans le domaine des exigences techniques et administratives posées aux exploitants de réseaux (code-réseau). Dans le cadre de l'ordonnance, on renonce à la concrétisation de telles exigences. Compte tenu du principe de subsidiarité selon l'art. 3, al. 2 de la loi, ces exigences doivent en premier lieu être mises en œuvre sur une base volontaire. Si toutefois il s'avère que les exploitants de réseaux ne parviennent pas à s'entendre sur le code-réseau, si les exigences de la LME, notamment en matière de promotion de la concurrence et de protection des consommateurs, ne sont pas suffisamment prises en compte ou si les normes fixées par l'association ne peuvent pas être appliquées d'une façon généralisée, le département peut édicter des principes obligatoires.

L'*al.* 2 exige des exploitants qu'ils établissent des plans pluriannuels en vue de l'extension du réseau. En ce qui concerne les réseaux de transport, le Conseil fédéral a approuvé, en juin 2001, le plan sectoriel des lignes de transport d'électricité (PSE), se fondant pour ce faire sur l'art. 13 de la loi fédérale sur l'aménagement du territoire. Ce plan sectoriel fournit un aperçu national du réseau de transport existant et des lignes planifiées au niveau de tension le plus élevé. Dans son état actuel, il comprend les extensions prévues par les exploitants de réseaux de transport et par les CFF ces 10 à 20 prochaines années. Par conséquent, il correspond aujourd'hui déjà aux plans pluriannuels exigés. Les futures adaptations des plans serviront de base à la révision du PSE. Il s'agira de coordonner la planification dans le domaine des réseaux de distribution avec les autorités cantonales compétentes, en relation avec les tâches des cantons selon l'art. 11 de la loi (*al.* 2). Aucun droit sur la construction des lignes et sur les installations concernées ne découle encore des plans pluriannuels. La loi sur les installations électriques reste réservée pour la procédure d'approbation des plans.

Le plan pluriannuel est un instrument devant également servir à découvrir les points faibles à l'intérieur des réseaux. Dans le cadre du PSE, le besoin d'investissements au titre de l'extension du réseau est évalué au moyen d'analyses des flux de charge, dans le but de juger de l'efficacité et des congestions des installations de réseau existantes. Si toutefois des réseaux de distribution offrent des capacités insuffisantes, les cantons peuvent, en vertu de l'*al.* 4, obliger les exploitants à renforcer les installations correspondantes. S'il s'agit de réseaux de distribution supracantonaux et du réseau de transport, le département peut ordonner leur ren-

forcement. Ces mesures se fondant sur l'art. 10, al. 1, let. a, de la loi doivent permettre d'éviter que des réseaux soient négligés pour des raisons d'économie d'entreprise et que la sécurité de l'approvisionnement en pâtisse.

Art. 24 Comptage et statistique

Conformément à l'al. 1, les exploitants de réseaux veillent à l'efficacité de la saisie et du traitement des données de comptage chez les producteurs et les consommateurs finaux. Aucun monopole n'est imposé en matière de comptage de l'injection et du soutirage chez les producteurs et les consommateurs finaux. Cette tâche peut également être confiée à des tiers, notamment à des entreprises spécialisées.

Chapitre 7: Données relatives à la production et à la provenance de l'électricité

Art. 25

Le marquage distinctif de l'électricité doit renseigner en détail sur le type de production et la provenance de l'électricité livrée par le fournisseur. Il faut indiquer le pourcentage représenté par les divers agents énergétiques primaires et le pays d'origine de l'électricité produite. Ce besoin d'information a été révélé par les organisations consoméristes et par une enquête auprès des consommateurs commandée par l'OFEN⁹. La possibilité de choisir son fournisseur suscite, chez les consommateurs finaux, un intérêt pour une déclaration de marchandises. Le marquage distinctif remplit également une fonction de protection de la clientèle, dans la mesure où la prospection se fait sur des bases comparables. Le marquage distinctif selon l'art. 25 est neutre et ne fait donc pas concurrence à des mesures de marketing complémentaires, telles que les écolabels ou les bourses d'électricité solaire.

Selon la méthode choisie, le marquage distinctif peut entraîner un travail considérable au moment de l'exécution¹⁰. L'art. 25 fournit une solution pragmatique et aisément applicable. Les exigences sont satisfaites lorsque le marquage distinctif est effectué par le dernier fournisseur sur la base des données dont il dispose sur la production dans ses propres installations et les acquisitions auprès d'autres fournisseurs. L'information peut se réduire aux valeurs brutes (pas besoin d'indiquer séparément les exportations ou livraisons à d'autres fournisseurs). Une catégorie «source inconnue» a été prévue pour désigner l'énergie dont le marquage distinctif est impossible, par exemple en cas d'acquisition par l'intermédiaire d'une bourse.

Les entreprises de l'industrie électrique sont chargées de la mise en œuvre du marquage distinctif. L'Office fédéral de l'énergie, en collaboration avec l'industrie électrique et des organisations consoméristes, élabore les règles technico-administratives. La publication desdites règles par l'office est nécessaire pour assurer leur caractère obligatoire pour tous. Le marquage distinctif sera introduit dès l'ouverture du marché.

⁹ Markard J., EAWAG: Fokusgruppen-Erhebung zur Kennzeichnung von Elektrizität, Berne, avril 2001.

¹⁰ Dans Dettli R., econcept, et Markard J., EAWAG: Kennzeichnung von Elektrizität, Berne, janvier 2001, deux possibilités d'assurer le flux d'informations sont discutées (lier l'information aux contrats de fourniture ou aux certificats de production et d'importation d'électricité).

Chapitre 8: Attributions et collaboration des autorités

Art. 26 Tâches de la commission d'arbitrage

Les droits d'acheminement non-discriminatoires doivent pouvoir être facilement et rapidement appliqués et exécutés. La commission d'arbitrage a été créée spécialement dans ce but. Elle détient la compétence exclusive pour statuer sur les litiges concernant l'acheminement, la rétribution et, le cas échéant, le volet technico-administratif de l'acheminement.

Outre les rétributions excessives, les contrats d'acheminement permettraient d'évoquer d'autres conditions générales qui déploient un même effet discriminatoire. On pense notamment à des durées de contrat disproportionnées, à des transactions couplées ou à des paiements anticipés abusifs. Si les capacités s'avèrent insuffisantes, l'acheminement sur le réseau de distribution doit s'effectuer dans l'ordre chronologique des inscriptions (*art. 3, al. 3*). La commission d'arbitrage sera chargée de vérifier, en relation avec un refus d'acheminement, que cette disposition ait bien été respectée, et en particulier qu'aucune entreprise liée à l'exploitant n'ait été privilégiée lors de l'attribution. Les exploitants de réseaux fixeront aussi les exigences techniques et administratives relatives à l'accès au réseau (voir aussi *art. 23, al. 1*). La commission d'arbitrage devra vérifier dans chaque cas que ces exigences soient adaptées et qu'ainsi il n'y ait pas de refus injustifié d'acheminement basé sur des exigences excessives. Une fois qu'elle a tranché, les aspects essentiels du contrat d'acheminement s'appliquent et l'acheminement est décidé directement sur cette base (*al. 1*).

Selon l'art. 18, al. 4 de la loi sur le marché de l'électricité, les litiges portant sur les contrats d'acheminement sont jugés par les tribunaux civils. Cela concerne notamment l'éclaircissement de certains points annexes du contrat d'acheminement, de même que les litiges portant sur l'exécution d'une obligation, par exemple le non paiement de la rétribution convenue¹¹.

La commission d'arbitrage n'intervient cependant pas uniquement sur plainte. Conformément à l'art. 16, al. 1 de la loi sur le marché de l'électricité, elle peut vérifier de sa propre initiative les prix de l'acheminement. Si elle constate un abus, elle interdit la hausse ou décide d'une réduction de prix (*al. 2*).

Il se pourrait que des exploitants de réseaux réalisent pendant une longue période des bénéfices injustifiés dus à des coûts d'acheminement excessifs. Dans un tel cas, la commission d'arbitrage peut exiger que ces gains soient restitués aux utilisateurs du réseau (clients captifs et clients éligibles) sous forme d'une réduction de prix (*al. 3*).

L'ordonnance sur le marché de l'électricité ne se prononce pas sur la composition de la commission d'arbitrage. Le choix de ses membres appartient au Conseil fédéral. Les membres de la commission doivent néanmoins être des spécialistes indépendants (*art. 15, al. 1, LME*). D'après le message concernant la loi sur le marché de l'électricité, le Conseil fédéral doit veiller à une composition paritaire de la commission. Celle-ci doit comprendre non seulement des spécialistes ayant une expérience dans les domaines de la production, du transport et de la distribution d'électricité, mais également des spécialistes qui connaissent bien le marché des consommateurs.

¹¹ Concernant la délimitation des compétences de la commission d'arbitrage et des tribunaux civils, Cf. Stefan Rechsteiner: Rechtsfragen des liberalisierten Strommarktes in der Schweiz, Winterthur 2001.

Art. 27 Tâches de la surveillance des prix

Conformément à l'art. 16, al. 1 de la loi sur le marché de l'électricité, la commission d'arbitrage est compétente pour vérifier les prix d'acheminement. Si elle est appelée à étudier des questions relatives aux abus en matière de prix elle doit, avant de prendre une décision, consulter l'organe de surveillance des prix (art. 16, al. 3, phrase 2, LME). Celui-ci examine les faits pour le compte de la commission d'arbitrage en s'appuyant sur les dispositions de la loi fédérale concernant la surveillance des prix. L'art. 13 de cette loi contient des éléments permettant de vérifier s'il y a augmentation abusive des prix ou maintien abusif d'un prix trop élevé (*al. 1*).

La surveillance des prix est compétente pour surveiller les prix de la fourniture d'électricité (prix de l'électricité). En vertu de l'art. 17 de la loi sur le marché de l'électricité, elle peut, en s'appuyant sur la loi concernant la surveillance des prix, interdire une augmentation abusive des prix de l'électricité ou ordonner une baisse lors de maintien abusif de prix trop élevés, même dans les cas où ces prix sont approuvés ou fixés par une autorité (*al. 2*).

La loi sur le marché de l'électricité ne contient aucune réglementation relative à la compétence pour la surveillance des prix de l'électricité intégrés (fourniture et acheminement d'électricité) facturés aux clients captifs pendant le délai transitoire de six ans jusqu'à l'ouverture complète du marché. Tant que les clients captifs ne disposent pas d'un droit d'acheminement, les contrats de fourniture d'électricité les concernant ne sont pas nécessairement divisés en un contrat de livraison et en un contrat d'utilisation du réseau. On en reste alors à un contrat intégré. L'art. 14 de l'ordonnance sur le marché de l'électricité stipule néanmoins que la facturation doit faire la distinction entre acheminement et énergie. L'ordonnance régleme la compétence pour examiner les prix du courant intégrés (fourniture d'électricité et acheminement) facturés aux clients captifs. Le plus simple et le plus adéquat serait de confier cette tâche à la surveillance des prix pendant la période transitoire (voir à ce propos l'art. 36, al. 3, OME).

Chapitre 9: Mesures de formation professionnelle et de reconversion

Art. 28 Formation

Conformément à l'art. 7, al. 3, LME, les entreprises de l'industrie électrique sont tenues de prendre des mesures de formation professionnelle et de perfectionnement. Voilà qui permet de garantir la qualité, notamment dans le domaine de la sécurité de l'approvisionnement. L'ouverture du marché exige un nombre suffisant de places pour la formation de base et le perfectionnement répondant aux besoins des entreprises. Les quotas minimaux à respecter pour les places d'apprentissage (rapportés au nombre total d'emplois) sont de 5 % pour les producteurs d'électricité, de 10 % pour les exploitants de réseaux et de 8 % pour les établissements mixtes. Les places d'apprentissage ne doivent pas être orientées dans une voie spécifique, comme le négoce de l'électricité; une entreprise pourra proposer, p. ex., des places d'apprentissage de commerce. La collaboration des partenaires sociaux doit inciter les entreprises à adapter leurs mesures aux circonstances. Les entreprises de petite taille ont avantage à faire partie d'un groupement s'occupant de la formation.

Art. 29 Reconversion

Les améliorations structurelles au sein de l'industrie de l'électricité peuvent exiger des mesures de reconversion en vue du placement professionnel. En cas de restructurations profondes, de telles mesures peuvent faire partie d'un plan social comprenant en outre des mesures de protection du personnel. La définition d'une «restructuration profonde» se réfère au code des obligations (art. 335 d). L'office cantonal du travail compétent doit alors être informé. A l'échelon fédéral, les mesures de reconversion qui améliorent l'aptitude au placement professionnel au

sens de la loi sur l'assurance-chômage (LACI) relèvent au premier chef du Secrétariat d'Etat à l'économie (seco). Le seco peut faire appel à l'Office fédéral de la formation professionnelle et de la technologie pour assurer la coordination des mesures de formation au sens de la loi sur la formation professionnelle ainsi que de la LACI.

Chapitre 10: Dispositions finales

Section 1: Exécution et commission consultative

Art. 30 Exécution

Des tâches essentielles sont dévolues à l'office, en rapport avec les conditions cadres du marché de l'électricité ainsi qu'avec les mesures touchant aux énergies renouvelables. En vertu de l'art. 22 de la loi, il faut percevoir des émoluments qui couvrent les frais pour la surveillance, les contrôles et les prestations particulières fournies par la Confédération. Le Conseil fédéral fixera dans une ordonnance *ad hoc* le niveau des émoluments et les fonctions de réglementation du marché pour lesquelles ils peuvent être perçus. Les effets des mesures adoptées par les pouvoirs publics feront l'objet d'études périodiques, comme dans d'autres domaines politiques.

Art. 31 Commission consultative

L'industrie électrique et les pouvoirs publics sont tenus d'ajuster, le cas échéant, leurs mesures à l'évolution du marché de l'électricité, notamment les premières années de la libéralisation. A cet effet, une étroite collaboration est de mise avec les milieux directement concernés par l'ouverture du marché, dans la branche électrique, parmi les consommateurs finaux et dans les cantons. Cette collaboration peut intervenir au sein d'une commission consultative de l'office, en ce qui concerne notamment l'observation de l'évolution du marché et l'évaluation des effets induits par l'obligation d'acheminement et par les tarifs pratiqués.

Section 2: Abrogation et modification du droit en vigueur

Art. 32

Art. 32, ch. 2: modification de l'ordonnance sur l'énergie

Dans son art. 7, la loi sur l'énergie du 26 juin 1998 renferme des dispositions relatives à l'obligation de reprise et de rétribution des producteurs indépendants. Ces dispositions ont pour but d'encourager l'injection d'énergie produite par de petites centrales électriques décentralisées, en obligeant les entreprises d'approvisionnement électrique (soit les exploitants de réseaux actifs dans la distribution) à reprendre cette énergie et en fixant les tarifs de reprise. Pour l'électricité produite à partir d'énergies renouvelables ou provenant de centrales hydrauliques dont la puissance ne dépasse pas 1 MW, la rétribution se fonde sur les prix applicables à l'énergie équivalente fournie par les nouvelles installations de production sises en Suisse. D'après les recommandations émises par l'Office fédéral de l'énergie, cette rétribution se monte actuellement à 15 ct./kWh. L'électricité provenant d'énergies non renouvelables et de centrales hydrauliques dont la puissance dépasse 1 MW est rétribuée en fonction des prix d'une énergie équivalente pratiqués sur le marché. En fixant ce dernier principe, le législateur a déjà anticipé la prochaine ouverture du marché. Ni la LME, ni l'ordonnance y relative n'existaient encore à cette époque. Ainsi, lorsqu'il s'est agi de préciser la notion de prix du marché dans le cadre de l'ordonnance sur l'énergie (OEne) du 7 décembre 1998, le Conseil fédéral a opté à l'art. 4 pour un règlement qui s'appuie encore sur le monopole d'approvisionnement existant. La révision de cette disposition doit par conséquent tenir compte des nouvelles données. La rétribution de l'injection d'énergie doit correspondre aux coûts encourus par une telle entreprise lors de

l'acquisition d'énergie auprès du fournisseur précédent, généralement au niveau de tension immédiatement supérieur. Désormais, compte tenu de la facturation des coûts entre les différents niveaux de tension, l'art. 4, al. 1, OEne ménagera cependant la possibilité de réduire la puissance acquise au niveau supérieur par le recours à l'énergie fournie par des producteurs indépendants. Dans la mesure où ces derniers contribuent à diminuer la quantité d'énergie prélevée au niveau de tension supérieur et, partant, à réduire les coûts du réseau (p. ex. par l'injection sur demande de courant dans le réseau concerné aux heures de consommation de pointe), ils ont droit à une rétribution supplémentaire. Une commission¹² déjà créée par l'Office fédéral de l'énergie a élaboré des propositions pour la mise en œuvre de ce système de rétribution. Après adoption de la LME, ces propositions seront formulées plus en détail et présentées comme des recommandations de l'office. Les modifications apportées à l'art. 4, al. 2, OEne portent sur le nouveau principe fondé sur l'ouverture du marché, selon lequel la rétribution de l'acheminement par les consommateurs finaux doit se faire au point de prélèvement, et comprend les services-système. Par conséquent, les producteurs indépendants ne doivent payer que les services-système requis, en particulier la compensation d'énergie réactive. En cas de litige, l'autorité cantonale compétente tranche comme précédemment (selon l'art. 7, al. 6, LEne).

L'art. 5^{bis} (nouveau) OEne concrétise la modification de l'art. 7, al. 7 de la loi sur l'énergie dans le cadre de l'art. 26, ch. 4, LME, selon laquelle la Société suisse pour l'exploitation du réseau rembourse les coûts supplémentaires supportés par les entreprises de distribution lors de la reprise d'énergie électrique de producteurs indépendants. Elle finance ce remboursement en imputant les coûts qui en résultent sur ceux du réseau de transport. Par rapport au droit actuellement en vigueur, la nouvelle réglementation n'a pas d'incidence sur les coûts des exploitants liés par l'obligation de reprendre du courant. Ces derniers n'ont par conséquent plus d'intérêt à examiner le bien-fondé du droit de rétribution. Selon l'al. 1, la Société suisse pour l'exploitation du réseau vérifie par conséquent la justification des coûts supplémentaires. D'après l'al. 2, le calcul de ces derniers doit s'appuyer exclusivement sur les taux de rétribution recommandés par l'office fédéral (p. ex. électricité produite à partir d'énergies renouvelables: 15 ct./kWh), et non pas sur des taux de rétribution plus élevés fixés dans le droit cantonal ou conclus sur une base privée entre un exploitant de réseau et un producteur indépendant. L'al. 3 règle le rapport entre les conditions d'acquisition sur lesquelles une décision est entrée en force et l'obligation de reprise des coûts par la Société suisse pour l'exploitation du réseau. Conformément à l'art. 7, al. 6 de la loi sur l'énergie, les cantons désignent l'autorité chargée, en cas de litige, de fixer les conditions de raccordement. Les décisions entrées en force de cette autorité ou d'autorités judiciaires supérieures sont contraignantes pour la Société suisse pour l'exploitation du réseau, sous réserve des taux de rétribution plus élevés selon l'al. 2. L'al. 4 habilite en outre la Société suisse pour l'exploitation du réseau à recourir contre les décisions des autorités cantonales. Jusqu'à présent, seul l'exploitant de réseau concerné était habilité à recourir contre de telles décisions. L'art. 29, al. 3 (nouveau) OEne règle l'application de l'art. 5^{bis} (nouveau) en tant que disposition transitoire durant la période précédant la création de la Société suisse pour l'exploitation du réseau.

Section 3: Dispositions transitoires

Art. 33 Acheminement en cas de capacité insuffisante du réseau de transport

Voir explications relatives à l'art. 4.

¹² Commission pour les questions de raccordement des producteurs indépendants (CRAPI).

Art. 34 Rétribution de l'acheminement et publication

Voir explications relatives à l'*art. 5*.

Art. 35 Groupes-bilans et énergie d'ajustement à la consommation

Voir explications relatives aux *art. 16 et 17*.

Art. 36 Prix pour les clients captifs

Les clients captifs sont des consommateurs finaux qui, jusqu'à l'ouverture intégrale du marché, n'ont aucun droit à faire valoir sur l'acheminement d'électricité. Ils doivent par conséquent bénéficier d'une protection juridique particulière. En ce qui concerne le montant du prix d'acheminement, l'*al. 1* stipule que les clients captifs ne doivent pas être défavorisés par rapport aux clients finaux éligibles.

L'*al. 2* précise le principe de solidarité des prix défini à l'*art. 32*, al. 1, let. b. Les consommateurs captifs du même groupe de clients et faisant partie de la même aire de desserte paient les mêmes prix (fourniture et acheminement). Est considéré comme groupe de clients une catégorie de consommateurs d'électricité présentant les mêmes caractéristiques de consommation (p. ex. ménages, artisanat, industrie).

Pour des explications relatives à l'*al. 3*, se référer à celles qui sont données pour l'*art. 26* (tâches de la surveillance des prix).

Art. 37 Acheminement auprès des consommateurs finaux

La part équivalente à 50 % de la biomasse ayant subi une revalorisation énergétique dans les usines d'incinération des ordures ménagères (UIOM) n'entre pas dans la catégorie des énergies renouvelables, en vertu de l'*art. 4*, let. j, de la loi et de l'*art. 1*, let. f, de l'ordonnance sur l'énergie. En effet, des conditions préférentielles (réglementation relative à la rétribution des injections au sens de la loi sur l'énergie ou exemption de la rétribution d'acheminement au sens de la loi sur le marché de l'électricité) répercuteraient sur la consommation d'électricité une partie des coûts d'élimination, ce qui est contraire au principe du pollueur/payeur et au but de la loi sur le marché de l'électricité. En outre, l'encouragement à la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables inscrit dans la loi sur l'énergie et dans la loi sur le marché de l'électricité vise uniquement (à l'exception des prêts aux centrales hydrauliques) les petites installations. D'un autre côté, il est écologique et judicieux du point de vue de la politique énergétique de recourir à l'énergie tirée de l'incinération des ordures ménagères. Par conséquent, l'*al. 4* prévoit que dès l'entrée en vigueur de la loi, les UIOM auront la possibilité d'acheminer à hauteur de 50 % leur surplus d'électricité aux clients de leur choix. D'où de meilleures conditions initiales pour les exploitants d'UIOM à l'ouverture du marché, sans incidence sur les coûts de la consommation d'électricité.

Art. 38 Acheminement auprès des entreprises d'approvisionnement**Art. 39 Acheminement gratuit d'électricité produite à partir d'énergies renouvelables**

L'*al. 1* prend appui sur les dispositions de l'*art. 29* de la loi relatif à l'exemption du paiement de la rétribution de l'acheminement des centrales d'une puissance maximale de 1 MW qui produisent de l'électricité à partir d'énergies renouvelables, ainsi que des centrales hydrauliques dont la puissance maximale ne dépasse pas 500 kW. L'autre facteur pouvant, selon l'*art. 29* de la loi,

conduire à l'exemption de la rétribution de l'acheminement est l'impossibilité pour ces installations d'atteindre le seuil de la rentabilité commerciale. Compte tenu du type de production et de la grandeur des centrales, il s'agit de petites installations décentralisées qui, dans le cas de producteurs indépendants au sens de l'art. 7, al. 3 de la loi sur l'énergie, ont droit à une rétribution selon les recommandations de l'office fédéral (actuellement 15 ct./kWh). Aussi ces installations sont-elles réputées non rentables lorsque leurs coûts de production sont plus élevés que la rétribution recommandée par l'office. Ce dernier a déjà élaboré des bases pour le calcul des coûts de production, bases pouvant être adaptées.

D'après l'al. 2, les consommateurs finaux ont droit au remboursement du coût d'acheminement si leur fournisseur peut produire une attestation de production selon l'al. 5 et apporter la preuve du montant minimum des coûts de production. Le remboursement est effectué par les exploitants de réseaux. Afin de simplifier la mise en œuvre, ceux-ci peuvent prévoir une gestion centralisée, par exemple au moyen de certificats. Seuls les coûts liés directement à la rétribution de l'acheminement donnent droit au remboursement. Cela signifie que les services-système peuvent être facturés aux consommateurs finaux concernés.

Les exploitants de réseaux peuvent imputer les coûts supplémentaires liés à l'exemption de la rétribution à la Société suisse pour l'exploitation du réseau (al. 4). Celle-ci a le droit d'examiner les coûts. Les coûts supplémentaires supportés par la Société suisse pour l'exploitation du réseau peuvent être imputés sur le réseau de transport. Ce règlement s'applique aux propriétaires des réseaux de transport avant même la création de la Société suisse pour l'exploitation du réseau (cf. art. 43).

Pour des raisons juridiques tenant à l'OMC et au GATT, l'acheminement gratuit dans le pays vaut aussi pour les importations d'énergies renouvelables, pour autant qu'elles remplissent les conditions fixées à l'art. 29 de la loi (installations d'une puissance maximale ne dépassant pas 0,5 ou 1,0 MW, ne pouvant atteindre le seuil de la rentabilité commerciale).

Art. 40 Attestation de production

Selon l'art. 27, al. 1, let. c, de la loi, ont droit à l'acheminement au moment de l'entrée en vigueur de la loi les producteurs d'électricité et les entreprises d'approvisionnement, quel que soit le consommateur final qu'ils alimentent, qui produisent le courant à partir d'énergies renouvelables, sauf pour les centrales de plus de 1 MW de puissance brute. Ainsi, le critère pour le droit à l'acheminement n'est pas la consommation annuelle minimum des clients finaux, comme stipulé à la let. a de ce même article, mais le type de production et, dans le cas des centrales hydrauliques, la puissance brute.

Par conséquent, l'al. 1 de l'ordonnance demande une attestation de production. Ce document, selon l'al. 5, doit livrer des indications sur l'énergie primaire utilisée, sur la puissance de l'installation et sur la quantité, en moyenne annuelle, d'électricité produite et injectée dans le réseau. Cette dernière indication sert avant tout à vérifier et à évaluer quant à leur plausibilité les quantités injectées, afin de prévenir d'éventuels abus (p. ex. vente de la même énergie à différents consommateurs).

Art. 41 Conditions d'obtention de prêts pour centrales hydrauliques et dossiers de requête

Des prêts pour des investissements non amortissables (INA) et pour le renouvellement de centrales hydrauliques ne peuvent être accordés que dans des *cas exceptionnels*. L'art. 41 définit les principaux critères d'un tel cas.

Une centrale peut faire valoir des INA lorsque sa valeur comptable est supérieure à sa valeur marchande. A cet égard, est considérée comme déterminante la valeur comptable après les coûts d'acquisition ou de production, déduction faite des amortissements linéaires effectués sur les éléments d'installations et de machines selon leurs durées de vie techniques. La valeur marchande équivaut à la somme des recettes futures après déduction des intérêts non courus. Les détails des calculs et un modèle de feuille de données font l'objet d'une directive élaborée par le département.

Un critère important pour l'obtention d'un prêt pour INA est que les difficultés économiques de la centrale et de ses bailleurs de fonds soient *temporaires*. La centrale et ses propriétaires ne sont momentanément pas en mesure de procéder aux amortissements nécessaires à l'exploitation. Les problèmes de liquidités doivent également être temporaires. Le demandeur sera par conséquent tenu de présenter la situation financière dans laquelle se trouve actuellement l'entreprise, de même qu'un plan d'exploitation à long terme destiné à surmonter les difficultés du moment. Il devra également exposer les perspectives économiques à long terme de l'entreprise. Celle-ci doit être en mesure, à long terme, de rembourser les prêts ainsi que les intérêts. De ce fait, un plan de remboursement du prêt doit être joint à la documentation. Seuls sont pris en considération les INA qui ont été décidés avant le 31 décembre 1996 (décision de principe prise par le conseil d'administration ou les organes compétents de la centrale hydraulique sous concession). Après cette date, la libéralisation du marché de l'électricité était prévisible. Début 1997, l'UE a mis en vigueur la «Directive concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité» (directive 96/92/CE, n° L 27/20, Bruxelles 30.1.1997) (*al. 1 et 3*).

Le montant des prêts pour le renouvellement de centrales hydrauliques est déterminé sur la base des investissements consentis ne pouvant être amortis. Les détails du calcul ainsi qu'un modèle de feuille de données feront l'objet d'une directive élaborée par le département.

Les installations visant l'octroi d'INA ou de prêts pour leur renouvellement doivent se plier aux exigences minimales de la législation sur la protection de l'environnement. Pour les concessions en cours, il faut respecter les dispositions de l'art. 10 de la loi sur la pêche (dans la mesure où c'est économiquement supportable, création de conditions de vie favorables à la faune aquatique au moyen de la construction d'échelles à poisson, de l'approfondissement du lit des ruisseaux, etc.) et celles de l'art. 80 de la loi sur la protection des eaux (assainissement de cours d'eau, si possible sans indemnisation, p. ex. par augmentation du débit de dotation). Les concessions à renouveler sont soumises aux exigences de la législation sur la protection de l'environnement en matière d'installations nouvelles. Il s'agit notamment des dispositions de la loi sur la protection des eaux relatives au maintien et à l'augmentation du débit résiduel (art. 29 ss.), de celles de la loi sur la protection de la nature et du paysage relatives à la renaturation des rives construites et à la remise en état de prairies (art. 18) ainsi que de celles de la loi sur la pêche relatives à la création de conditions de vie favorables à la faune aquatique (art. 9).

Art. 42 Attributions, montant des prêts aux centrales hydrauliques et remboursement

Les demandes de prêts doivent être transmises à l'Office fédéral de l'énergie (INA) ou à l'Office fédéral des eaux et de la géologie (renouvellement de centrales hydrauliques). Les deux offices peuvent confier l'examen des requêtes à des experts indépendants, aux frais du requérant. En outre, ils sollicitent l'avis d'autres organes fédéraux concernés, tels que l'OFEFP et la Commission fédérale des finances, de même que les cantons. Les deux offices déterminent la recevabilité de la requête et le montant du prêt en se fondant sur les critères susmentionnés. Ils préparent ainsi la décision relative à l'octroi d'un prêt. Ce dernier est de la compétence du Conseil fédéral, qui communique sa décision au requérant (*al. 1 à 4*).

Les prêts pour des INA sont accordés en fonction de la structure des échéances des obligations ou du capital emprunté par l'entreprise. Le prêt doit être utilisé pour rembourser un crédit arrivé à échéance (*al. 5*). Les entreprises ne disposant pas de capital emprunté n'ont donc aucun droit à de tels prêts.

Le montant du prêt accordé peut équivaloir au montant des INA (*al. 5*), parce que les entreprises concernées peuvent être menacées dans leur existence et qu'elles nécessitent donc une aide substantielle. En revanche, les prêts pour le renouvellement de centrales hydrauliques sont octroyés sous forme de montants d'investissement uniques, couvrant au maximum 50 % des coûts de renouvellement ne pouvant être amortis. Le reste du financement doit être assuré par les bailleurs de fonds de la centrale ou par d'autres créanciers. Les prêts accordés par la Confédération sont des prêts de rang subordonné, conformément à l'art. 28 de la loi.

Art. 43 Création de la Société suisse pour l'exploitation du réseau

Voir explications relatives à l'art. 20.

Art. 44 Adaptation des rapports contractuels actuels

L'*art. 43* s'applique uniquement aux contrats d'achat d'électricité conclus par les entreprises d'approvisionnement avec leurs fournisseurs (en règle générale aussi des entreprises d'approvisionnement ou des négociants). Cette disposition ne s'applique pas aux contrats passés avec des consommateurs finaux.

Selon l'art. 33, al. 1 de la loi sur le marché de l'électricité, les entreprises d'approvisionnement peuvent demander l'adaptation des contrats de livraison d'électricité à hauteur des achats des consommateurs finaux éligibles qu'elles doivent approvisionner dans leur aire de desserte, ou à hauteur de leur propre droit à l'acheminement. Si les entreprises d'approvisionnement possèdent plusieurs contrats avec des fournisseurs, il leur appartient de désigner ceux des contrats qu'elles désirent adapter ou rompre. En d'autres termes, il n'est pas nécessaire d'adapter tous les contrats d'acheminement. Il faut néanmoins tenir compte des différences de production et de consommation au semestre d'été et au semestre d'hiver (*al. 1*).

L'étendue du propre droit d'acheminement au sens de l'art. 33, al. 1, let. b, de la loi sur le marché de l'électricité s'élève à 20 % pendant les trois premières années, puis, jusqu'à l'ouverture intégrale du marché, à 40 % des ventes annuelles directes à des clients captifs. Ne peuvent être compris dans ces montants les surplus d'énergie que les entreprises d'approvisionnement doivent reprendre aux producteurs indépendants conformément à l'art. 7 de la loi sur l'énergie.

Art. 45 Publications des comptes annuels

Voir les explications relatives à l'art. 18.

Section 4: Entrée en vigueur

Art. 46