

# **Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité**

Rapport explicatif sur le  
projet du 27 juin 2007  
soumis à la consultation

## Table des matières

<b>I.</b>	<b>GRANDES LIGNES DE L'ORDONNANCE .....</b>	<b>4</b>
<b>I.I</b>	<b>SITUATION ACTUELLE .....</b>	<b>4</b>
<b>I.II</b>	<b>COOPÉRATION ET SUBSIDIARITÉ .....</b>	<b>4</b>
<b>I.III</b>	<b>CONSÉQUENCES .....</b>	<b>4</b>
<b>II.</b>	<b>COMMENTAIRES .....</b>	<b>5</b>
<b>Chapitre 1</b>	<b>Dispositions générales .....</b>	<b>5</b>
Art. 1	Champ d'application.....	5
Art. 2	Définitions .....	6
<b>Chapitre 2</b>	<b>Sécurité d'approvisionnement.....</b>	<b>7</b>
Art. 3	Raccordement au réseau.....	7
Art. 4	Accès au réseau pour les consommateurs finaux .....	8
Art. 5	Tarifs appropriés et comptabilité par unité d'imputation pour la fourniture d'électricité aux consommateurs captifs.....	8
Art. 6	Réseau sûr, performant et efficace .....	9
Art. 7	Plans pluriannuels.....	10
<b>Chapitre 3</b>	<b>Utilisation du réseau .....</b>	<b>10</b>
Section 1	Comptabilité analytique, comptage et information .....	10
Art. 8	Comptabilité analytique.....	10
Art. 9	Comptage et processus d'information .....	11
Art. 10	Publication des informations .....	12
Section 2	Imputation et report des coûts de réseau .....	13
Art. 11	Coûts d'exploitation imputables .....	13
Art. 12	Coûts de capital imputables .....	13
Art. 13	Fournitures transfrontalières .....	14
Art. 14	Report des coûts du réseau de transport.....	15
Art. 15	Report des coûts du réseau de distribution .....	15

Art. 16	Tarif d'utilisation du réseau [variante] .....	16
Art. 17	Efficacité comparée, réduction des tarifs d'électricité et d'utilisation du réseau .....	16
Section 3	Exceptions touchant l'accès au réseau et le calcul des coûts de réseau imputables.....	16
Art. 18	.....	16
<b>Chapitre 4</b>	<b>Services-système et gestion du bilan d'ajustement .....</b>	<b>17</b>
Art. 19	Services-système.....	17
Art. 20	Groupes-bilan.....	17
Art. 21	Groupe-bilan pour les énergies renouvelables .....	18
Art. 22	Energie de réglage et d'ajustement à la consommation.....	19
Art. 23	Marche à suivre en cas de congestion dans les fournitures transfrontalières.....	20
<b>Chapitre 5</b>	<b>Dispositions finales .....</b>	<b>20</b>
Section 1	Exécution .....	20
Art. 24	.....	20
Section 2	Dispositions transitoires .....	21
Art. 25	Hausse des tarifs d'électricité .....	21
Art. 26	Adaptation de contrats existants.....	21
Art. 27	Modification du droit actuel .....	21
Art. 28	Entrée en vigueur.....	22

# **I. Grandes lignes de l'ordonnance**

## **I.I Situation actuelle**

Le 23 mars 2007, les Chambres fédérales ont adopté à une forte majorité la loi fédérale sur l'approvisionnement en électricité (LApEI), dont l'annexe comporte en particulier une révision de la loi sur l'énergie. Le délai référendaire échoit le 12 juillet 2007. Il sera probablement inutilisé. Après l'adoption de la loi sur l'approvisionnement en électricité et de la révision de la loi sur l'énergie, qui constituent un tout, l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité et la révision de l'ordonnance sur l'énergie sont à leur tour le résultat d'un compromis politique. En effet, la libéralisation du marché de l'électricité a été acceptée à condition que les énergies renouvelables soient mieux soutenues, et inversement.

L'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité reprend partiellement les travaux préliminaires pour la législation sur le marché de l'électricité (loi sur le marché de l'électricité [LME], ordonnance sur le marché de l'électricité [OME]), notamment dans les dispositions relatives à l'imputation et au report des coûts de réseau. La législation sur l'approvisionnement en électricité régit en outre la sécurité d'approvisionnement.

## **I.II Coopération et subsidiarité**

L'Association des entreprises électriques suisses (AES) a élaboré un modèle de marché pour l'énergie électrique - Suisse (MMEE-CH). Cela englobe un modèle d'utilisation du réseau (MUR), des dispositions techniques touchant le raccordement, l'exploitation et l'utilisation du réseau de transport (Transmission Code), le concept de gestion du bilan d'ajustement (Balancing Concept), des dispositions techniques sur le raccordement, l'exploitation et l'utilisation du réseau de distribution (Distribution Code) ainsi que des dispositions techniques pour la mesure et la mise à disposition des données de mesure (Metering Code).

Conformément à l'art. 3, al. 2 LApEI, l'ordonnance reprend les principes qui fondent ces documents partout où cela est opportun. Par ailleurs, elle invite à diverses reprises les gestionnaires de réseau à formuler des directives régissant l'exécution, comme ils l'ont fait dans les documents en question.

## **I.III Conséquences**

Comme indiqué dans le message relatif à la loi sur l'approvisionnement en électricité, la mise en place de la Commission de l'électricité (EiCom) a certaines conséquences financières. Le Parlement ayant étoffé la loi au moyen d'éléments nouveaux par rapport au projet du Conseil fédéral, la Confédération devra engager plus de personnel que prévu dans le message (p. ex. création d'une société nationale du réseau de transport; compétences supplémentaires pour l'organe de régulation [EiCom]; mesures d'encouragement supplémentaires dans la loi sur l'énergie, telles que la rétribution de l'injection).

## **II. Commentaires**

Les articles de l'ordonnance ne font l'objet d'un commentaire que lorsque c'est nécessaire à leur compréhension. Au besoin, le commentaire renvoie à des dispositions apparentées.

### **Chapitre 1 Dispositions générales**

#### **Art. 1 Champ d'application**

L'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité s'applique seulement durant la phase d'ouverture partielle du marché, c'est-à-dire tant que les consommateurs captifs n'ont pas accès au réseau. Elle devra faire l'objet d'une révision totale pour le passage à l'ouverture intégrale du marché.

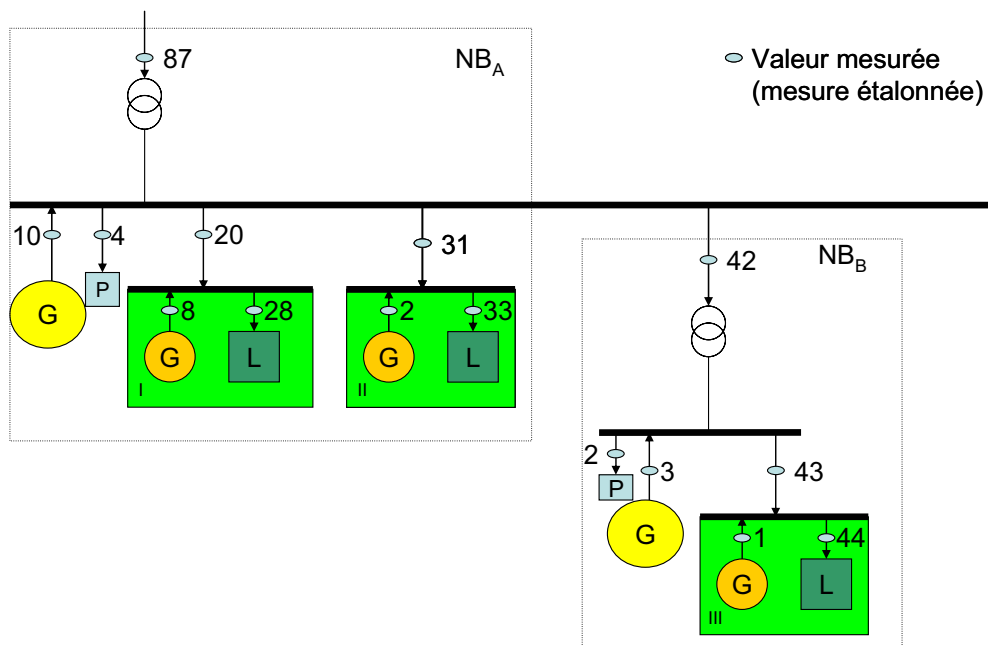
A l'al. 2, le Conseil fédéral use de sa compétence d'étendre le champ d'application de la loi ou de certaines dispositions à d'autres réseaux électriques. Les chemins de fer suisses ne font pas, actuellement, le commerce d'électricité avec des consommateurs finaux sur d'autres réseaux. En conséquence, leur réseau de transport d'électricité (niveau de tension de 132 kV) n'est soumis à la loi sur l'approvisionnement en électricité que dans l'optique de la sécurité d'approvisionnement, mais non dans celle de l'ouverture du marché (accès des tiers au réseau). On admet par ailleurs que les tronçons de réseau des Chemins de fer fédéraux (CFF) exploités aujourd'hui à 66 kV et qui jouent un rôle significatif pour la sécurité d'approvisionnement seront convertis à 132 kV ces prochaines années, et alors ils relèveront eux aussi de l'art. 1.

En soumettant le réseau électrique des CFF à l'art. 11 LApEI, on vise à instaurer la transparence des coûts de la sécurité d'approvisionnement. Cet article est sans effet sur le calcul de la rémunération pour l'utilisation du réseau.

## Art. 2

## Définitions

Energie brute/Energie nette/Consommation finale/Consommation annuelle



G: producteur; rectangles: producteurs avec autoproduction; NB: gestionnaire de réseau; P: énergie pour le pompage L: charge

2 gestionnaires de réseau A et B et 3 consommateurs finaux avec leur propre production d'énergie électrique ainsi que 2 pompes recevant de l'énergie pour le pompage.

	Consommateur final I	Consomm. final II	Consomm. final III
(A) Energie électrique prélevée	20	31	43
(B) <b>Consommation annuelle</b>	28 = 20+8	33 = 31+2	44 = 43+1

	Gestionnaire de réseau A	Gestionnaire de réseau B
(C) Energie électrique prélevée	87	42
(D) Prélèvement direct ou, par le biais de réseaux avals, indirect pour les besoins propres d'une centrale ou pour actionner les pompes d'une centrale à pompage-turbinage	6 = 4 + 2*	2
(E) <b>Energie nette = (C) - (D)</b>	81=87-6	40=42-2
(F) Energie électrique injectée directement ou par le biais de réseaux avals,	13=10+3**	3

indirectement		
(G) <b>Energie brute</b> = (E) + (F) ou = (E), si $F/E \leq 0,1$	94 = 81+13, da $13 / 81 > 0,1$	40, da $3/40 \leq 0.1$
(H) <b>Energie électrique</b> prélevée <b>directement par des consommateurs finaux</b>	51 = 20+31	43

\* 2: prélèvement indirect chez le gestionnaire de réseau B

\* 3: injection indirecte chez le gestionnaire de réseau B

(A) Energie électrique prélevée par un consommateur final; (B) Consommation annuelle d'un consommateur final; (C) Energie électrique prélevée par un gestionnaire de réseau; (D) Energie électrique prélevée directement ou par le biais de réseaux aval, indirectement, pour les besoins propres d'une centrale ou pour actionner les pompes d'une centrale à pompage-turbinage; (E) Energie nette d'un gestionnaire de réseau; (F) Energie électrique injectée directement ou par le biais d'un réseau aval, indirectement; (G) Energie brute d'un gestionnaire de réseau; (H) Energie électrique prélevée directement par les consommateurs finaux d'un gestionnaire de réseau

- (A) sert à calculer (B) et (H) ainsi qu'à l'art. 20, al. 5, et à l'art. 21, al. 4.
- (B) est significatif pour le droit d'accès au réseau (art. 4).
- (C) et (D) servent à calculer (E).
- (E) et (F) servent à calculer (G). La production propre d'un consommateur final n'est pas une injection au sens de (F). Les lignes électriques de peu d'extension servant à la distribution fine ne constituent pas des réseaux au sens de la loi (art. 4, al. 1, let. a, de la loi).
- (G) sert au report des coûts selon l'art. 14, al. 3, let. a, et l'art. 15, al. 3, let. a.
- (H) sert au report des coûts selon l'art. 14, al. 2 et al. 3, let. a, l'art. 15, al. 1, let. a, ainsi que pour le prélèvement d'énergies renouvelables selon les art. 20, al. 5, et 21, al. 4.

## Chapitre 2 Sécurité d'approvisionnement

### Art. 3 Raccordement au réseau

Al. 1: Le terme d'installations recouvre tous les éléments nécessaires au transport d'électricité, tels que les lignes et les postes de couplage ou de sectionnement.

Al. 2: Dans le contexte des raccordements au réseau, des gestionnaires de réseau et des niveaux de

tension, il existe nombre de combinaisons possibles<sup>1</sup>. C'est pourquoi l'ordonnance ne fixe pas l'attribution des consommateurs finaux, des producteurs d'électricité et des gestionnaires de réseau à des niveaux de tension spécifiques. Ce serait courir le risque d'ignorer la complexité du réel. Conformément au principe de subsidiarité, la réglementation à ce sujet est confiée dans un premier temps aux gestionnaires de réseau. L'AES en a d'ores et déjà défini quelques éléments dans le *Distribution Code*. En cas de conflit, l'EiCom tranche sur les questions d'attribution.

#### **Art. 4 Accès au réseau pour les consommateurs finaux**

Al. 1: L'unité économique existe pour une entreprise dotée de ses propres structures juridiques (personnalité juridique). L'association arbitraire de différentes entreprises en vue d'acheter de l'électricité ne suffit pas. Le critère de l'unité géographique exige le voisinage des bâtiments et installations sur le site de consommation. Il est réalisé même pour des ensembles industriels occupant une aire importante, mais pas par exemple pour les filiales d'un grand distributeur, même si elles se trouvent dans la même zone de réseau.

Al. 2: Les consommateurs finaux ont jusqu'au 31 juillet pour faire savoir au gestionnaire du réseau de distribution qu'ils revendiquent le droit d'accéder au réseau. De leur côté, les gestionnaires de réseau sont tenus, en vertu de l'art. 10, de publier pour le 30 juin les tarifs d'électricité et d'utilisation du réseau. Les consommateurs finaux disposent donc d'au moins un mois pour négocier avec leurs nouveaux fournisseurs.

Pour les contrats écrits négociés individuellement, le droit de dénonciation figure dans le contrat. La présente disposition ne modifie pas ce droit. En revanche, les contrats écrits standard sont dénonçables chaque année pour le 1er octobre, selon l'al. 2. Les consommateurs finaux qui ont d'ores et déjà le droit d'accès au réseau restent libres. Ils ne peuvent pas renoncer à ce droit.

#### **Art. 5 Tarifs appropriés et comptabilité par unité d'imputation pour la fourniture d'électricité aux consommateurs captifs**

Pendant la première phase de l'ouverture du marché, les consommateurs captifs n'ont pas accès au marché. En vertu de l'art. 6 LApEI, ils ont droit à la fourniture d'électricité à des tarifs appropriés.

L'al. 1 oblige le gestionnaire de réseau à faire connaître la base de calcul de ses tarifs (p. ex. sur la feuille des tarifs). Cela englobe les possibilités d'acquisition, la garantie du prix de marché (Hedging) et du risque à la revente (p. ex. après une erreur de pronostic). Le cas échéant, les investissements non amortissables ne doivent pas être pris en compte dans les coûts de production.

L'al. 2 formule l'obligation de justifier de manière différenciée toute hausse de tarif (p. ex. sur la feuille des tarifs). Il faut que le consommateur final sache p. ex. quels éléments du porte-feuilles d'acquisition ont renchéri. En vertu de l'art. 6, al. 5 LApEI, le gestionnaire d'un réseau de distribution est tenu de répercuter proportionnellement sur les consommateurs captifs le bénéfice qu'il tire du libre accès au

---

<sup>1</sup> Cf. le rapport du groupe de travail Lignes parallèles: lignes parallèles, modifications de raccordement, raccordements supplémentaires, raccordements initiaux, 28 novembre 2006, <http://www.bfe.admin.ch/energie/00588/00589/00644/index.html?lang=fr&msg-id=8543>



réseau. Cela entraîne une diminution des prix qui doit également être communiquée aux consommateurs finaux. Cette disposition vise en particulier à établir la transparence des conditions de livraison des producteurs suisses et leur contribution au service public.

Grâce à la compétence donnée à l'OFEN par l'al. 3 de prescrire l'uniformité et la date de la facturation, les tarifs d'électricité pourront être comparés entre eux.

## **Art. 6 Réseau sûr, performant et efficace**

Il faut logiquement prendre tout d'abord les meilleures mesures préventives possibles. Ces mesures sont fixées dans des conventions. Elles s'appuient sur des accords et des normes techniques à caractère international, éventuellement sur des normes techniques nationales. Les partenaires à une convention s'engagent à respecter les normes techniques, qui prennent ainsi une valeur contractuelle, au même titre que p. ex. les normes SIA dans la construction. Les conventions peuvent aussi se référer à certains points névralgiques et fixer des obligations spécifiques (comme réaliser certaines installations, de les mettre en service et de les utiliser ensuite). L'objectif sera de faire en sorte que les perturbations du réseau soient corrigées autant que possible par des automatismes techniques.

S'il se trouve des gestionnaires de réseau récalcitrants, la conclusion d'un accord peut leur être imposée par une décision de l'EICom. Ce sera concrétiser l'obligation de contracter inscrite déjà dans la loi (art. 20, al. 2, let. c). Même une convention reposant sur une telle décision peut prévoir des sanctions conventionnelles, de sorte que les parties sont sur pied d'égalité avec celles des conventions passées volontairement. En cas d'urgence, la société nationale du réseau de transport peut demander le retrait de l'effet suspensif au sens de l'art. 55 de la loi fédérale du 20 décembre 1968 sur la procédure administrative (PA; RS 172.021).

Al. 1: La première phrase est une obligation générale faite à tous les acteurs de l'approvisionnement en électricité, de prendre des mesures préventives. Ils sont tenus de le faire "en tenant compte" des accords internationaux, des normes techniques, etc. Mais "tenir compte" ne signifie pas en soi conférer aux normes (notamment de l'UCTE) une valeur contraignante absolue. Ce ne sont que des normes techniques, non des règles de droit.

Al. 2: Ici, c'est la société nationale du réseau de transport qui est tenue de passer des conventions. Celles-ci peuvent donner aux normes techniques une valeur contraignante. La société nationale du réseau de transport peut choisir elle-même avec qui passer des conventions. Ainsi les réseaux de troisième ou de quatrième niveau de tension peuvent, selon le cas, être contraints d'adopter certains standards (si la société nationale du réseau de transport amène un gestionnaire de réseau de deuxième niveau de tension à s'engager à reporter les obligations contractuelles sur les réseaux aval). Ces conventions peuvent régler non seulement les interruptions automatiques mais les interruptions manuelles ainsi que les conditions qui les régissent. Par ailleurs, les conventions peuvent prévoir des sanctions et régler la question de la responsabilité civile.

L'al. 3 souligne que l'EICom peut contraindre par décision des acteurs refusant leur collaboration à fournir leur apport à la sécurité d'approvisionnement. La décision ne porte pas sur l'obligation de signer mais ordonne la conclusion même du contrat.

Al. 4: Cette disposition précise à toutes fins utiles qu'en cas de danger, la société nationale du réseau de transport dispose en tout état de cause d'une compétence étendue pour prendre ou ordonner les mesures nécessaires. En l'occurrence, il ne faut pas comprendre "ordonner" comme l'expression d'un acte de "souveraineté", mais comme la marque de la position hiérarchique de la société nationale du

réseau de transport. Même dans le droit privé, il arrive couramment que l'on accorde à l'une des parties au contrat la compétence d'ordonner certaines mesures à l'autre partie (cf. p. ex. l'art. 321d du code des obligations du 30 mars 1911 [CO; RS 220], Directives de l'employeur vis-à-vis de l'employé). Même un acte de droit public peut prévoir de telles compétences de directive sans qu'il faille y voir un pouvoir de décision (cf. p. ex. art. 3 de l'ordonnance du 19 décembre 1983 sur la prévention des accidents [RS 832.30]: "L'employeur est tenu de prendre, pour assurer la sécurité au travail, toutes les dispositions et mesures de protection qui .... "; et à l'art. 11 de cette ordonnance: "Le travailleur est tenu de suivre les directives de l'employeur en matière de sécurité au travail ..."). De telles compétences de directive se trouvent même dans le domaine de la sécurité technique, cf. p. ex. l'art. 46, al. 3 de la nouvelle ordonnance du 21 décembre 2006 sur les installations à câbles (RS 743.011): "En cas de pannes ou d'accidents, le chef technique [de l'installation] ... prend les mesures nécessaires". En outre, il faut supposer que les injonctions émanant de la société nationale du réseau de transport en cas de crise aboutissent à des actes concrets qu'elle prendra elle-même ou qu'elle „ordonnera“ en vertu de la loi. Si le destinataire de l'injonction n'y donne pas suite, l'exécution par substitution s'impose (voir aussi art. 8, al. 5, LApEI).

Al. 5: En droit privé, le principe d'autorégulation veut que toutes les obligations découlant de conventions ou de prescriptions au sens des al. 2-4 soient imposées par la voie du droit civil. Il n'en va pas différemment de la répercussion des coûts de l'exécution par substitution (al. 4). Seule la décision imposant une convention peut être attaquée en tant que telle selon les dispositions du droit administratif.

Al. 6: Tous les acteurs sont tenus de prendre en compte les exigences de l'UCTE (al. 1). En outre, ces exigences seront reprises dans des conventions au sens de l'al. 2. Cela correspond à l'idée maîtresse de la loi, qui veut que l'économie électrique veille d'abord elle-même à la sécurité du réseau. Confrontée à des gestionnaires récalcitrants, l'EICom peut imposer les normes techniques par décision (al. 3). A titre subsidiaire, l'office dispose (al. 6) de la possibilité de déclarer contraignantes des prescriptions techniques et administratives de l'UCTE.

## **Art. 7** **Plans pluriannuels**

Le développement des réseaux de distribution locaux et régionaux n'a pas être coordonné au plan national. Le Conseil fédéral use de la compétence que lui donne l'art. 8, al. 4, LApEI, de libérer les gestionnaires de petits réseaux de distribution de l'obligation d'établir des plans pluriannuels. On entend par là les réseaux des niveaux de tension 4 à 7 selon la définition qu'en donnent les gestionnaires suisses de réseau.

## **Chapitre 3** **Utilisation du réseau**

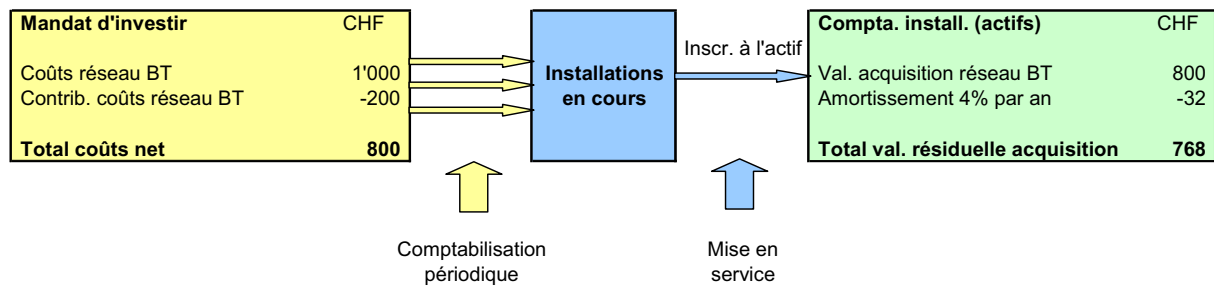
### **Section 1** **Comptabilité analytique, comptage et information**

#### **Art. 8** **Comptabilité analytique**

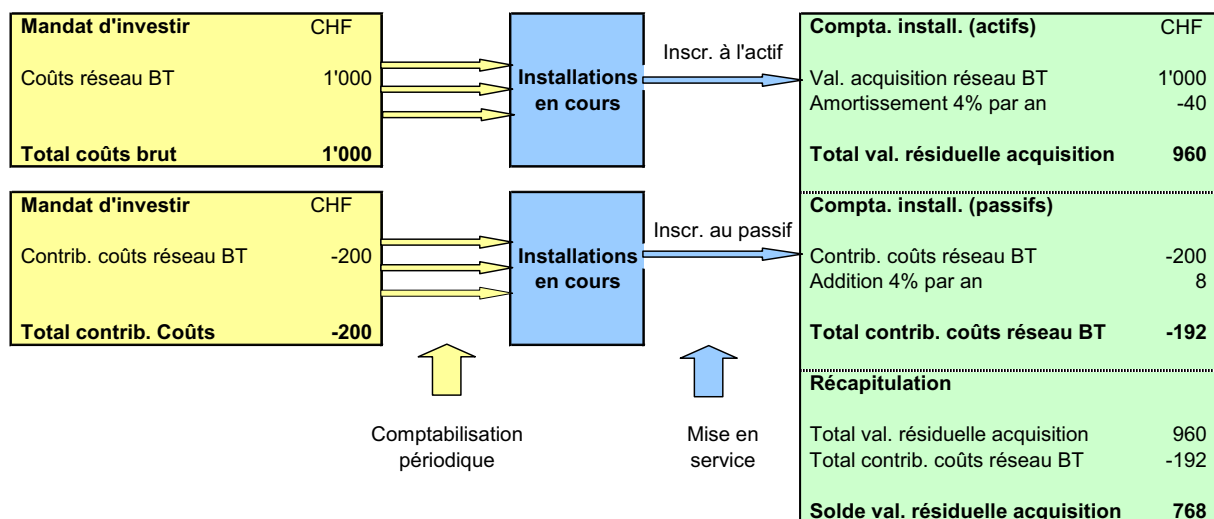
L'ordonnance évite volontairement de se prononcer sur le type de coûts facturés individuellement aux  
003790137

utilisateurs de réseau. Les impôts directs, en particulier, peuvent être mis à charge de façon individuelle, p. ex. aux seuls utilisateurs de réseau d'un canton donné, ou reportés collectivement sur tous les utilisateurs de réseau conformément aux art. 14 ou 15. Ce qu'il faut éviter, c'est que des coûts soient facturés deux fois (cf. art. 14, al. 3, let. d, LApEI). L'EICOM a la possibilité de vérifier cela au moyen de la comptabilité analytique.

Al. 2 et 3: L'impératif de transparence signifie par exemple que les coûts facturés individuellement doivent figurer à part (méthode brute):



Contribution aux coûts du réseau BT selon la méthode nette



Contribution aux coûts du réseau BT selon la méthode brute

Source: AES

L'OFEN peut fixer la date de présentation de la comptabilité analytique ainsi que d'autres modalités, en en prescrivant par exemple la présentation électronique.

## Art. 9 Comptage et processus d'information

L'al. 1 définit la responsabilité quant aux processus d'information. Les gestionnaires de réseau réglementent en particulier l'échange de données nécessaire pour le report des coûts. Cela les contraint à assurer la coordination au moyen de directives non discriminatoires (p. ex. le Metering Code). Si des tiers sont en mesure de fournir des prestations au titre du comptage et de l'information, il faut leur en donner la possibilité. Leurs prestations seront payées au prix convenu. De plus, les gestionnaires de réseau formulent, dans les limites de la loi et de l'ordonnance, des directives régissant les démarches

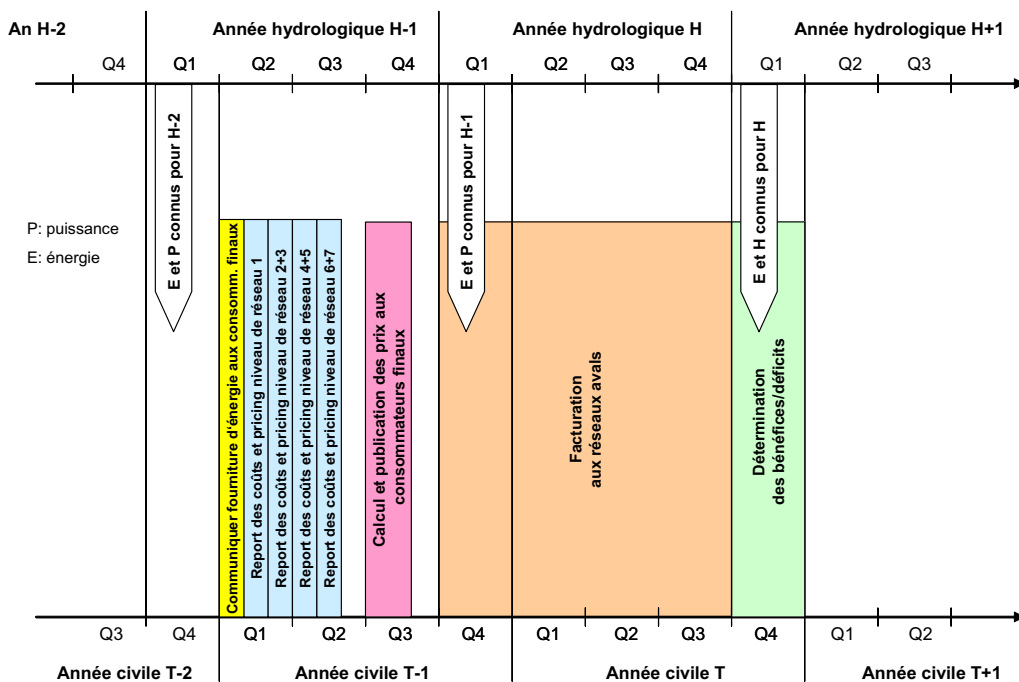
à entreprendre pour changer de fournisseur.

L'al. 2 précise que les prestations fournies pour le comptage indispensable à l'exploitation du réseau sont payées par la rémunération prélevée pour son utilisation, et que l'utilisateur a droit aux informations à ce sujet. Lorsqu'un consommateur final ou un groupe-bilan requiert des prestations allant au-delà, leur facturation ne doit pas passer dans la rémunération pour l'utilisation du réseau. Ce sera le cas par exemple lorsqu'il s'agit de remplacer un dispositif de comptage pour cause de changement de groupe-bilan, ou que des données relatives au passé doivent être mises à jour spécialement. Le dédommagement reposera alors sur un accord bilatéral.

L'al. 3 souligne qu'il incombe au gestionnaire de réseau de livrer aux groupes-bilan les chiffres mesurés. Cette information ne suscite généralement pas de difficultés, du fait que le gestionnaire de réseau appartient à un groupe-bilan en vertu de son obligation de fournir aux consommateurs captifs. Mais il arrive que d'autres groupes-bilan ou fournisseurs aient besoin de données sur les années révolues pour satisfaire certains consommateurs finaux, de sorte que la cession de ces données avec l'accord des intéressés est exigée.

## Art. 10 Publication des informations

Les informations nécessaires à l'utilisation du réseau doivent être publiées pour le 30 juin, selon l'art. 12, al. 1 LApEI. Les consommateurs finaux disposés à changer de fournisseur ont alors un mois pour dénoncer leur contrat (art. 4). Quant aux gestionnaires de réseau, ils sont tenus d'organiser l'échange d'informations au sens de l'art. 10 de manière à ce que tous les tarifs d'utilisation du réseau soient connus à cette date, au plus tard. On peut imaginer le déroulement ci-après:



Source: AES

Doivent également être publiés pour le 30 juin le montant total des rémunérations pour l'utilisation du réseau et les comptes du dernier exercice.

## **Section 2 Imputation et report des coûts de réseau**

Pour vérifier les tarifs et rémunérations pour l'utilisation du réseau, l'EICom mène des études comparatives d'efficacité (art. 17). Seuls doivent être pris en compte les coûts d'exploitation et de capital d'un réseau sûr, performant et efficace (art. 15, al. 1 LApEI).

### **Art. 11 Coûts d'exploitation imputables**

Al. 2: Les déductions accordées en fonction des prestations requises ne doivent pas s'appuyer sur des clés de répartition axées sur d'autres critères (p. ex. la volonté d'effectuer les paiements). Si l'exploitation du réseau mène à constituer une banque de données mise à profit par la suite pour d'autres secteurs d'activité, il faut en répartir les coûts proportionnellement entre l'exploitation du réseau et les autres activités.

### **Art. 12 Coûts de capital imputables**

Al. 1: En fixant la durée d'utilisation de chaque installation, les gestionnaires de réseau peuvent se donner une modeste marge d'appréciation. Lors de l'élaboration de l'ordonnance sur le marché de l'électricité, une marge de 5 ans avait été jugée modeste.

Al. 2: Cet alinéa formule les principes de calcul de l'amortissement. Comme le précisait déjà le message relatif à la LApEI (FF 2005, 1538), la méthode utilisée obéit aux mêmes principes que dans la LME. La précision relative aux coûts d'acquisition signifie que le prix payé pour les installations du réseau en cas de changement de propriétaire n'a pas à entrer en considération pour le calcul des frais financiers. Quant à l'amortissement des coûts de raccordement ou de la contribution aux coûts de réseau, il a été volontairement ignoré, les gestionnaires de réseau pouvant s'en tenir à la méthode de leur choix.

Al. 3: Dans le marché de l'électricité, le choix du taux d'intérêt „approprié“ a un caractère politique, car l'infrastructure du réseau exige d'importants capitaux. C'est pourquoi il importe de fixer ce taux de manière transparente et contraignante, afin d'instaurer une sécurité du droit. Les dispositions relatives aux intérêts des éléments de l'actif s'inspirent de celles qui figuraient dans le projet d'ordonnance sur le marché de l'électricité. Le taux d'intérêt effectif est déterminé d'après la méthode du pourcentage moyen des coûts de capital (méthode WACC). La plupart des régulateurs européens appliquent aujourd'hui cette méthode. Elle reflète le fait que les entreprises se financent au moyen d'un ensemble de capitaux propres et empruntés, avec des taux d'intérêt différents, normalement. Les calculs se basent sur l'hypothèse selon laquelle le capital emprunté représente 70% de l'ensemble, avec le taux d'intérêt national par risque nul, et sur des paramètres du marché suisse des actions. En accord avec la plupart des régulateurs européens du marché de l'électricité et avec l'Association des entreprises électriques suisses, on calcule le rendement du capital propre en tenant compte du risque, à l'aide du Capital Asset Pricing Model (CAPM). Ce calcul fait abstraction des impôts directs, qui sont facturés individuellement ou pris en compte dans les coûts d'exploitation imputables (voir aussi le commentaire de l'art. 8).

Les paramètres sont fixés d'après les bases déterminées par le Surveillant des prix<sup>2</sup>. Il en résulte un taux d'intérêt du capital qui est approprié pour les raisons suivantes:

- La méthode utilisée est solide et elle est appliquée aujourd'hui par la plupart des régulateurs européens des échanges de gaz et d'électricité.
- Les paramètres ont un fondement solide. Ils ont été déterminés en connaissance des réglementations légales, de la pratique des régulateurs européens, des publications scientifiques et des structures du marché suisse de l'électricité.
- Les valeurs du rappel d'impôt et du WACC sont plausibles si on les compare avec celles des régulateurs européens de l'électricité.

Al. 4: Les gestionnaires de réseau sont tenus de faire état des coûts réels d'acquisition ou de construction. Si leur comptabilité des installations comporte des lacunes et ne permet pas d'établir ces coûts, les chiffres manquants (et eux seulement) peuvent être recalculés au moyen d'une méthode transparente et uniforme s'appuyant sur des prix unitaires représentatifs. La méthode doit répondre à l'exigence de ne valoir aux gestionnaires de réseau aucun avantage du fait de ce calcul. Les coûts d'acquisition ou de construction qui en résultent, par installation et par année, doivent supporter la comparaison avec les valeurs réellement disponibles (y compris les documents d'autres gestionnaires de réseau). Afin de simplifier la comparaison de ces valeurs recalculées, on choisit une date unique pour les fixer et les gestionnaires de réseau sont invités à employer des indices de renchérissement les plus uniformes possibles, correspondant à l'évolution réelle des prix. On s'appuiera sur les indices calculés depuis plusieurs décennies. Cela s'appliquera en particulier aux indices de l'Office fédéral de la statistique pour les prix à la production, à l'importation et à la consommation.

## **Art. 13 Fournitures transfrontalières**

Les modalités de calcul de la rémunération pour l'utilisation du réseau de transport transfrontalier font l'objet de négociations dans le cadre du mécanisme international de compensation des gestionnaires de réseau dit „mécanisme Inter-TSO-Compensation (ITC)“. Avec la mise en oeuvre du règlement CE sur le commerce transfrontalier d'électricité (Règlement CE 1228/2003), ces négociations sont conduites à l'échelon des régulateurs et de la Commission CE. Les modalités auxquelles elles aboutiront seront décisives pour l'application du principe selon lequel les coûts générés par les échanges transfrontaliers d'électricité ne doivent pas être mis à la charge des consommateurs finaux suisses (art. 14 al. 1 LApEI).

Quant à la disposition qui forme l'al. 2, elle a pour effet que le produit brut du mécanisme ITC (avant la prise en compte des coûts à compenser en vertu de l'art. 14, al. 1, let. b) est déduit des coûts imputables.

---

<sup>2</sup> Voir à ce sujet l'étude du Surveillant des prix: Détermination de la rémunération du capital conforme au risque pour les gestionnaires du réseau électrique en Suisse, première version, décembre 2006, <http://www.preisueberwacher.admin.ch>

## **Art. 14 Report des coûts du réseau de transport**

Cet article de l'ordonnance régit le report des coûts du réseau de transport. En plus des fonctions propres au réseau de distribution, il faut assurer ici la stabilité du système et la facturation séparée de l'utilisation du réseau transfrontalier. En règle générale, le report se fait sur trois modes, conformément aux al. 1 à 3:

L'al. 1 concerne les coûts facturés individuellement. L'énergie réactive est imputée directement aux gestionnaires de réseau avals et aux consommateurs finaux équipés de compteurs d'énergie réactive. Quant aux versements imposés par le mécanisme de compensation des gestionnaires de système (mécanisme ITC), les groupes-bilan qui les génèrent devront en assumer les montants bruts, c'est-à-dire sans déduction des bonifications concédées par l'étranger. L'affectation du produit du mécanisme ITC est définie à l'art. 13, al. 2.

L'al. 2 est consacré aux coûts des services-systèmes, supportés par l'ensemble des quelque 900 gestionnaires de réseau de Suisse. Comme l'indique l'art. 4, al. 1, let. b, LApEI, le courant électrique acquis pour les besoins propres d'une centrale ou pour ceux du pompage-turbinage n'est pas assimilé à l'électricité acquise directement par les consommateurs finaux (cf. commentaire de l'art. 1).

L'al. 3 fixe les bases du report des coûts sur les quelque 40 gestionnaires de réseau de distribution et consommateurs finaux (p. ex. CERN) connectés directement au réseau de transport. La société gestionnaire du réseau de transport réclame à chaque gestionnaire de réseau et aux consommateurs finaux raccordés directement à elle la totalité des coûts en s'appuyant sur un tarif d'utilisation du réseau.

## **Art. 15 Report des coûts du réseau de distribution**

Voir le commentaire de l'art. 14, al.3.

Al. 1: Les prestations de service du réseau sont un produit intégré dont les coûts doivent être imputés le plus équitablement possible aux différents niveaux de tension. L'al. 1 règle ce report interne. Les coûts sont répartis au moyen de la clef des let. a et b, d'une part sur l'ensemble des consommateurs finaux raccordés directement au réseau et d'autre part sur les réseaux de niveau immédiatement inférieur. Quant à l'injection à des niveaux de tension inférieurs, il en est tenu compte (art. 15, al. 4, let. b, LApEI) en ce sens que la composante de la puissance (let. b) est prise en compte à sa valeur nette (voir aussi le commentaire de l'art. 2 et le message sur la LApEI, FF 2005, 1539).

Le gestionnaire de réseau fait supporter à chaque consommateur final une part de la somme des coûts reportés sur cette catégorie de consommateurs, en s'appuyant sur un tarif d'utilisation du réseau (cf. art. 16).

Al. 2: Le mécanisme de report des coûts décrit à l'al. 1 ne s'applique pas à des réseaux couplés directement. En l'occurrence, il incombe aux gestionnaires de réseau de régler la question.

## **Art. 16** **Tarif d'utilisation du réseau [variante]**

Cet article sera soumis à la discussion à titre de variante.

Cette disposition vise à faire en sorte que les tarifs d'utilisation du réseau n'ignorent pas l'objectif de l'utilisation efficace de l'électricité (art. 14, al. 3, let. e, LApEI). Cette réglementation ne concerne pas les tarifs d'électricité. Il ne faut pas que le tarif d'utilisation du réseau baisse avec l'accroissement de la consommation, incitant à consommer plus.

Le tarif d'utilisation du réseau peut englober différentes composantes telles qu'une taxe de puissance, une taxe de consommation et une taxe de base. Cela n'interdit pas la subdivision, par exemple en tarif haut et tarif bas. Dix pour cent du prix peut représenter une taxe de puissance ou une taxe de base.

Les consommateurs finaux équipés du mesurage de la puissance ont souvent un profil de consommation en dents de scie. Pour maintenir l'intérêt qu'ils ont à moduler leur consommation en fonction du marché, il faut autoriser ici une composante „puissance“ de plus de 10%.

## **Art. 17** **Efficacité comparée, réduction des tarifs d'électricité et d'utilisation du réseau**

L'EICom peut ordonner des mesures préventives en s'appuyant sur les principes généraux du droit de la procédure administrative. En cas de bénéfices injustifiés, elle peut décider d'une réduction des tarifs et la compensation des gains injustifiés engrangés par le passé. En évaluant l'efficacité d'un réseau, on considérera en particulier les coûts des installations redondantes. En vertu de l'art. 8, al. 2, let. c, ces installations doivent figurer explicitement dans la comptabilité analytique.

## **Section 3** **Exceptions touchant l'accès au réseau et le calcul des coûts de réseau imputables**

### **Art. 18**

Le règlement CE 1228/2003 n'admet des dispositions dérogatoires touchant l'accès des tiers au réseau que pour les *nouvelles* lignes transfrontalières. En formulant l'art. 17, al. 6, de la loi, le législateur a tenu à éviter toute restriction quant aux possibilités de dérogation pour les lignes transfrontalières (Sils-San Fiorano, Mendrisio-Cagno, Campocologno-Tirano et Sils-Verderio) mises en service après le 1er mai 2005 et éventuellement avant l'entrée en vigueur de la loi. Etant donné les multiples problèmes, parfois encore sans solution, liés aux Merchant-Lines, il n'est pas indiqué de désigner concrètement aujourd'hui dans l'ordonnance les lignes et les modalités auxquelles on se réfère.

L'al. 2 délègue à l'EICom la compétence du Conseil fédéral d'accorder des dérogations.



## Chapitre 4

## Services-système et gestion du bilan d'ajustement

### Art. 19 Services-système

La société nationale du réseau de transport est un adjudicateur au sens de l'art. 2, al. 2 de la loi fédérale sur les marchés publics (RS 172.056.1) en liaison avec l'art. 2a, al. 1, let. b, et al. 2, let. c, de l'ordonnance sur les marchés publics (RS 172.056.11).

L'al. 1 veut garantir que les services-système soient fournis avec un maximum d'efficacité et à moindres frais. Comme la société nationale du réseau de transport ne possède aucune centrale électrique, elle doit s'en remettre aux groupes-bilan pour assurer la compensation des pertes efficaces, la fourniture d'énergie réactive ou la mise en réserve d'énergie de réglage.

Lorsqu'il faut renforcer le réseau pour les raisons indiquées à l'al. 2, le gestionnaire concerné établit le dossier de projet et demande à l'EICOM l'autorisation de se faire dédommager de ses investissements. Celle-ci lui permettra d'en réclamer compensation à la société nationale du réseau de transport.

Quant au rapport exigé selon l'al. 5, il indiquera clairement quels services-système ont été effectivement fournis, par qui et à quelles conditions ils l'ont été. La transparence est la meilleure garantie du fonctionnement de la concurrence dans un domaine proche du monopole.

### Art. 20 Groupes-bilan

Il est nécessaire de créer des groupes-bilan du moment que la fourniture d'électricité est séparée de l'exploitation du réseau, alors même qu'il faut toujours assurer un approvisionnement électrique sans failles. Celui-ci ne peut fonctionner que si l'on injecte dans le réseau la quantité d'électricité absorbée par les consommateurs finaux dans le même temps. C'est ce qui fait qu'aujourd'hui – avant l'entrée en vigueur de la LApEI – les entreprises électriques Atel, BKW, CKW, EGL, EOS, EWZ et NOK planifient et gèrent elles-mêmes le fonctionnement des centrales électriques et l'acquisition d'électricité en dehors de leurs zones de bilan. L'ouverture du marché autorisera ceux qui ont du courant à vendre et les consommateurs finaux non captifs à passer à volonté des contrats de fourniture, les premiers devant injecter l'électricité au moment où leurs partenaires en consomment et à la puissance correspondante afin de maintenir constante la fréquence du réseau de 50 Hertz. Quant aux consommateurs finaux, ils ont généralement un certain profil de prélèvement (profil de charge, p. ex. en kilowatts selon l'heure, selon le jour de la semaine et selon la saison). En cumulant tous les profils de charge des consommateurs finaux ayant passé contrat avec lui, le fournisseur peut faire un programme prévisionnel de production en fonction duquel les centrales électriques seront exploitées. De tels programmes sont établis régulièrement (p. ex. 24 heures à l'avance). Il peut naturellement y avoir des écarts entre le programme et la demande effective, car les clients risquent toujours de diverger de leur profil (p. ex. à cause d'une vague de froid ou d'une panne de fonctionnement). Obligée de maintenir constante la fréquence, la société nationale du réseau de transport, qui s'occupe du réseau de transport, compense ces écarts au moyen d'énergie de réglage, qu'elle facture aux groupes-bilan sous forme d'énergie d'ajustement à la consommation.

Un groupe-bilan est un regroupement de nature juridique instituée entre des acteurs du marché de l'électricité. Ses participants ont toute liberté pour régler leurs droits et devoirs réciproques, que ce soit par exemple dans des accords bilatéraux ou dans un contrat de société. Le responsable de groupe-bilan représente celui-ci vis-à-vis des tiers et conclut par exemple un accord de groupe-bilan avec la société nationale du réseau de transport.

L'al. 1 règle l'attribution des points de comptage et de mesure aux groupes-bilan. Il peut y avoir et il y aura des groupes-bilan sans aucun point d'injection et de soutirage, c'est-à-dire des entités relevant de la seule balance commerciale.

Al. 2, 2<sup>e</sup> phrase: L'office établit le cahier des charges du responsable de groupe-bilan pour les énergies renouvelables. Ses critères de sélection pourront être l'indépendance, l'expérience acquise dans la gestion de porte-feuilles, la méthode que l'intéressé entend appliquer pour tenir le programme prévisionnel ou l'importance des coûts de mise en oeuvre. Le responsable de groupe-bilan est un simple administrateur, non un négociant en électricité. Sa tâche peut donc également être exercée par la société nationale du réseau de transport.

L'al. 3 oblige la société nationale du réseau de transport à formuler les règles générales et les règles techniques auxquelles doit satisfaire le contrat passé entre elle et le responsable d'un groupe-bilan. Au titre des exigences minimales vis-à-vis du groupe-bilan pour les énergies renouvelables, la société nationale du réseau de transport fixe aussi les conditions spécifiques auxquelles doit répondre l'annonce des programmes prévisionnels. Quant aux petits groupes-bilan, leurs besoins pourront être pris en compte notamment par la possibilité de fixer des programmes prévisionnels par périodes de quinze minutes et en kilowatts.

Al. 4: Le contrat passé entre la société nationale du réseau de transport et le responsable de groupe-bilan régleme l'annonce du programme prévisionnel. Il peut énoncer des exigences minimales, les modalités de traitement des programmes prévisionnels (p.ex. les délais d'annonce, le traitement des différends, les modifications), les impératifs de sécurité du réseau (équilibre d'un groupe-bilan, comportement en cas de congestion et de perturbation) ainsi que des dispositions relatives aux rémunérations liées à la gestion du bilan (énergie d'ajustement à la consommation).

Al. 5: La notification obligatoire a son importance pour l'attribution de l'énergie électrique au sens de l'art. 21, al. 4.

## **Art. 21 Groupe-bilan pour les énergies renouvelables**

Les principes énoncés à l'art. 20, concernant les groupes-bilan, s'appliquent également au groupe-bilan pour les énergies renouvelables.

L'al. 1 définit la notion de groupe-bilan pour les énergies renouvelables, en vue de centraliser la saisie et la rétribution de l'énergie injectée au sens des art. 7a et 28a de la loi sur l'énergie. Cela facilite la tâche des gestionnaires de réseau qui aujourd'hui reprennent cette énergie, en paient le prix et le reportent sur les consommateurs. Ils se contenteront désormais de la reprendre physiquement. Si une partie seulement de la production d'une installation est considérée comme issue d'énergies renouvelables (p. ex. dans une UIOM), elle seule sera attribuée à ce groupe-bilan spécial.

Les règles devant être fixées selon l'al. 2 comprennent en particulier l'établissement des profils standard de production, la responsabilité du pronostic ainsi que les modalités comptables.

Al. 3: Afin d'inciter les producteurs concernés à injecter leur électricité sous une forme adaptée au réseau au sens de l'art. 7a, al. 1, de la loi sur l'énergie (surtout en vue de coopérer à l'exécution des programmes prévisionnels), on fait dépendre leur rétribution du respect des règles qui seront édictées.

Al. 4: Les groupes-bilan sont tenus de reprendre toute l'électricité du groupe-bilan pour les énergies renouvelables et non pas seulement la part annoncée dans le programme prévisionnel. Cela les oblige à assumer les erreurs de pronostic en payant l'énergie d'ajustement à la consommation. Mais de son côté, le responsable de groupe-bilan pour les énergies renouvelables communique à ses homologues des autres groupes-bilan le meilleur pronostic possible à intervalles appropriés (p. ex. 1 mois, 1 semaine, 3, 2 ou 1 jour avant exécution). La répartition de l'énergie sur les autres groupes-bilan est avantageuse parce que les coûts de transaction du groupe-bilan pour les énergies renouvelables sont au plus bas, toute cette énergie étant déjà vendue aux groupes-bilan au prix du marché. L'inconvénient en est qu'il y a entrave aux mécanismes du marché pour ces mêmes groupes-bilan, qui ne peuvent anticiper que partiellement la quantité d'énergie qui leur sera attribuée. De plus, le responsable de groupe-bilan pour les énergies renouvelables n'est pas incité à réduire au minimum ses coûts d'énergie d'ajustement à la consommation.

Les groupes-bilan doivent payer le prix du marché à la société nationale du réseau de transport et non au groupe-bilan pour les énergies renouvelables. L'intention est d'éviter que celui-ci connaisse la consommation finale dans tous les autres groupes-bilan, qu'il pourrait communiquer par exemple à sa société-mère. Cela fausserait la concurrence.

Al. 5: Les coûts d'exécution revendiqués par le groupe-bilan pour les énergies renouvelables peuvent comprendre un bénéfice approprié.

## **Art. 22** **Energie de réglage et d'ajustement à la consommation**

Aux termes de l'al 1, les besoins de réglage seront couverts surtout par de l'énergie renouvelable. Il faut qu'en Suisse, l'énergie hydraulique reste le pilier de la stabilité du système. Comme son apport à la production indigène est de 55%, cette disposition devrait se justifier aussi au plan économique. Elle restreint cependant le marché de l'énergie de réglage, ce qui tend à renchérir les services-système. Il n'est pas question ici de clopinettes: les standards internationaux exigent des réserves de l'ampleur de la plus importante unité de production (la centrale nucléaire de Leibstadt a une puissance de 1165 MW).

Le statut privilégié de l'énergie renouvelable pour les besoins du réglage s'étend à l'énergie de réserve importée, comme l'indique l'al. 2.

L'al. 3 formule les principes applicables au prix de l'énergie d'ajustement à la consommation. La formulation laisse une marge d'interprétation suffisante pour décider par exemple à quel moment on fixe ce prix, pour quels intervalles de temps on appliquera des prix de l'énergie et/ou une prime de puissance, ou si les groupes-bilan se verront dédommagés lorsqu'ils présentent un écart de nature à compenser celui de la zone de réglage.

## **Art. 23** **Marche à suivre en cas de congestion dans les fournitures transfrontalières**

La priorité à accorder aux consommateurs indigènes dans les enchères internationales fait l'objet de négociations bilatérales avec l'UE.

Aux termes de l'art. 22, al. 2, let. c, LApEI, l'EICOM est compétente pour décider de l'affectation des recettes selon l'art. 17, al. 5, LApEI. Le rapport cité à l'al. 1, adressé à l'EICOM, expose la procédure et les conditions réelles sous lesquelles faire valoir une priorité ainsi que l'ordre de priorité des contrats. La proposition de la société nationale du réseau de transport pour l'affectation des recettes devrait préciser les conséquences techniques et pour l'exploitation, telles que l'efficacité des mesures en vue de maximiser la capacité disponible, notamment si les recettes doivent servir à assurer la disponibilité de la capacité attribuée au sens de l'art. 17, al. 5, let. a, LApEI (Redispatch).

L'al. 2 fait en sorte que la réglementation prioritaire au sens de l'art. 13, al. 3, LApEI ne porte que sur les contrats d'importation pour la fourniture aux consommateurs captifs en Suisse. Il faut éviter que des importateurs déclarent toutes leurs fournitures comme étant destinées à des consommateurs finaux et profitent ainsi d'une priorité injustifiée. Les restrictions introduites ici font que la réglementation prioritaire ne s'applique qu'à titre exceptionnel. Il est difficile de prouver que l'on ne peut pas assumer une obligation de fourniture sans importation. On peut imaginer comme élément de preuve une cotation des prix nettement plus élevée qu'à l'étranger au cours de la période considérée.

Les quantités attribuées et les recettes selon l'al. 3 seront publiées sous forme agrégée (p. ex. pour chaque frontière et chaque produit, p. ex. puissance en ruban mensuelle). Les quantités bénéficiant de la priorité figureront à part.

## **Chapitre 5** **Dispositions finales**

### **Section 1** **Exécution**

#### **Art. 24**

Des éléments essentiels de l'exécution sont attribués à l'EICOM en vertu de la loi et de l'ordonnance. Il appartient à l'office d'exécuter les autres éléments. Cela comprend en particulier l'adoption de dispositions d'exécution, la désignation des responsables du groupe bilan pour les énergies renouvelables (art. 20, al. 2) ainsi que l'acceptation des règles d'injection dans ce groupe-bilan (art. 21, al. 2).

A l'instar de ce qui prévaut dans d'autres domaines politiques, il convient de vérifier régulièrement les effets des mesures prises par les autorités.

## **Section 2**

## **Dispositions transitoires**

### **Art. 25**

### **Hausse des tarifs d'électricité**

Au cours de la première phase de l'ouverture du marché, les consommateurs captifs n'ont pas droit à l'accès au réseau. Pour eux, le marché ne joue pas. Il faut leur assurer une protection particulière.

Il importe d'éviter que le changement de régime serve de prétexte à un relèvement des tarifs. En soi, la LApEI et l'ordonnance ne causent aucune hausse des coûts. Si des investissements supplémentaires doivent être consentis pour la gestion du comptage et de l'information, ils pourront être couverts par les gains accumulés par la branche au cours des dernières années du monopole. De plus, l'ouverture du marché lui offrira la possibilité d'acquérir l'électricité à moindre coût. C'est pourquoi les tarifs d'électricité et les tarifs intégrés applicables immédiatement avant l'entrée en vigueur de l'art. 5 ne doivent être revus à la hausse qu'avec l'accord de l'EICom. Les entreprises d'approvisionnement en électricité sont aux mains des collectivités publiques à hauteur de 83%. Il incombe à ces mêmes collectivités d'empêcher un renchérissement préventif avant l'entrée en vigueur de la LApEI. A défaut, les mesures envisageables avant cette date relèveront de la loi sur la surveillance des prix.

En vertu de l'art. 10, les tarifs d'électricité doivent être publiés.

### **Art. 26**

### **Adaptation de contrats existants**

Les contrats de fourniture d'électricité ne sont pas touchés par la présente disposition (voir aussi à ce sujet le message concernant la LApEI, FF 2005, 1493), pas plus que les contrats passés avec des consommateurs captifs; ces derniers n'ont pas accès au réseau.

Al. 1: Des contrats ou des dispositions contractuelles isolées qui enfreindraient les règles d'accès au réseau ou de rémunération pour son utilisation contreviendraient à la LApEI; elles perdent par conséquent leur validité avec l'entrée en vigueur des articles de loi sur l'accès au réseau et sur la rémunération pour l'utilisation du réseau. Lors de l'attribution de capacités du réseau, seules sont prioritaires les fournitures mentionnées explicitement aux art. 13, al. 3, et 17, al. 2, LApEI, mais non les contrats passés par exemple au gré des participations prises.

Al. 2: Si une partie au contrat a consenti des investissements dans le réseau sans en être propriétaire et si elle a obtenu en contre-partie, par exemple, un droit d'utilisation gratuite du réseau, la disparition des accords passés risque de lui faire subir un désavantage disproportionné. Une modification du contrat pourra remplacer la gratuité d'utilisation, par exemple par une participation au produit de la rémunération pour l'utilisation du réseau.

### **Art. 27**

### **Modification du droit actuel**

Ordonnance du 22 novembre 2006 sur les émoluments et les taxes de surveillance de l'Office fédéral de l'énergie

L'office peut facturer directement à la société nationale du réseau de transport les coûts indispensables  
003790137

bles à la collaboration avec des autorités étrangères (art. 28 LApEI). De son côté, la société nationale du réseau de transport facture ces coûts aux groupes-bilan (art. 14, al. 1, let. b).

## **Art. 28** **Entrée en vigueur**

Des discussions approfondies ont eu lieu avec les milieux concernés pour savoir quand mettre en vigueur la législation sur l'approvisionnement en électricité et la législation révisée sur l'énergie.

Il faut viser une rapide entrée en vigueur parce que tout retard dans l'ouverture du marché est politiquement inacceptable. Il règne aujourd'hui une grande insécurité du droit quant aux conditions générales de l'accès au réseau. Cela freine l'investissement. Une prochaine entrée en vigueur est importante aussi pour la collaboration internationale. L'EICom et la société nationale du réseau de transport doivent pouvoir prendre place dans les organismes internationaux. De plus, il faut que l'art. 6 aussi entre en force dès que possible.

Pour ce qui concerne la législation sur l'énergie, il est souhaitable que l'encouragement accru des énergies renouvelables déploie ses effets dans les plus brefs délais.

Telles sont les raisons pour lesquelles il faut viser une entrée en vigueur le 1er janvier 2008. Devraient être appliquées dès cette date en particulier les dispositions de l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité et les dispositions correspondantes de la loi concernant la sécurité d'approvisionnement, la comptabilité analytique, l'information et le comptage et les fournitures transfrontalières.

Pour assurer l'accès des tiers au réseau, on introduira notamment un modèle de groupe-bilan. Cela implique certains processus d'informations et des comptages dont la mise en place se poursuit mais ne sera pas terminée à cette date. Il n'est pas possible de réaliser dans un délai aussi bref les nombreux projets informatique requis. Voilà pourquoi les dispositions relatives au calcul et au report des coûts ainsi qu'à la gestion du bilan d'ajustement ne devraient entrer en vigueur, en principe, que le 1er octobre 2008, de même que les dispositions correspondantes de la LApEI, en particulier les art. 13 - 15 de cette loi.

Le nouveau mécanisme de rétribution de l'électricité tirée d'énergies renouvelables passe lui aussi par le système des groupes-bilan, de sorte que la révision de l'ordonnance sur l'énergie avec les dispositions de la loi qui s'y rapportent ne peut elle aussi entrer en vigueur que le 1er octobre 2008.

En revanche, les nouvelles exigences relatives aux lampes de ménage (annexe 2.3 de l'ordonnance sur l'énergie) devraient s'appliquer dès le 1<sup>er</sup> janvier 2008.