

Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (OApEI)

du 14 mars 2008

Le Conseil fédéral suisse,

vu l'art. 30, al. 2, de la loi fédérale du 23 mars 2007 sur l'approvisionnement en électricité (LApEI)¹,

arrête:

Chapitre 1 Dispositions générales

Art. 1 Objet et champ d'application

¹ La présente ordonnance règle la première phase de l'ouverture du marché de l'électricité, durant laquelle les consommateurs captifs n'ont pas accès au réseau au sens de l'art. 13, al. 1, LApEI.

² Le réseau de transport d'électricité des chemins de fer suisses exploité à la fréquence de 16,7 Hz et à la tension de 132 kV est soumis à la LApEI dans la mesure où celle-ci vise à créer les conditions d'un approvisionnement sûr en électricité. Sont applicables en particulier l'art. 4, al. 1, let. a et b, et les art. 8, 9 et 11 LApEI.

³ Le réseau de transport d'électricité des chemins de fer suisses exploité à la fréquence de 16,7 Hz et à la tension de 132 kV est considéré comme un consommateur final au sens de la LApEI et de la présente ordonnance. Ses points d'injection et de soutirage reliés au réseau de transport à 50 Hz sont considérés comme un seul point d'injection ou de soutirage.

⁴ La LApEI et la présente ordonnance s'appliquent également aux lignes électriques transfrontalières du réseau de transport exploitées en courant continu et aux installations annexes nécessaires.

Art. 2 Définitions

¹ Au sens de la présente ordonnance, on entend par:

- a. *programme prévisionnel*: le profil (puissance moyenne par unité de temps) indiquant la fourniture ou l'acquisition convenue d'énergie électrique pour une certaine durée;
- b. *énergie d'ajustement*: l'énergie électrique facturée servant à compenser la différence entre la consommation ou la fourniture effective d'un groupe-bilan et sa consommation ou sa fourniture programmée;

RS 734.71

¹ RS 734.7

- c. *point d'injection* ou *de soutirage*: le point du réseau où un appareil de mesure saisit et mesure ou enregistre le flux d'énergie injecté ou soutiré (point de mesure);
 - d. *gestion du bilan d'ajustement*: l'ensemble des mesures techniques, opérationnelles et comptables servant à assurer l'équilibre permanent des bilans en puissance et en énergie dans le système d'électricité; en font notamment partie la gestion des programmes prévisionnels, la gestion des mesures et la gestion de la compensation des bilans d'équilibre;
 - e. *groupe-bilan*: le groupement de nature juridique d'acteurs du marché de l'électricité visant à constituer vis-à-vis de la société nationale du réseau de transport une unité de mesure et de décompte dans le cadre de la zone de réglage Suisse;
 - f. *consommateur final avec approvisionnement de base*: consommateur final captif ou qui renonce à l'accès au réseau (art. 6, al. 1, LApEl).
- ² Sont notamment des composants du *réseau de transport*:
- a. les lignes électriques, pylônes compris;
 - b. les transformateurs de couplage, les postes de couplage, les appareils de mesure, de commande et de communication;
 - c. les équipements utilisés conjointement avec d'autres niveaux de réseau, qui sont employés majoritairement avec le réseau de transport ou sans lesquels celui-ci ne peut être exploité de façon sûre et efficace;
 - d. les départs avant le transformateur assurant la liaison avec un autre niveau de réseau ou avec une centrale électrique.

Chapitre 2 Sécurité d'approvisionnement

Art. 3 Raccordement au réseau

¹ Les gestionnaires de réseau édictent des directives transparentes et non discriminatoires régissant l'attribution des consommateurs finaux, des producteurs d'électricité et des gestionnaires de réseau à un niveau de réseau donné ainsi que le niveau de qualité minimum de la fourniture d'électricité correspondant à chaque niveau de réseau.

² Ils fixent aussi dans ces directives le dédommagement dû en cas de changement de raccordement.

³ En cas de conflit au sujet de l'attribution de consommateurs finaux, de producteurs d'électricité ou de gestionnaires de réseau à un niveau de réseau donné, ou au sujet du dédommagement dû en cas de changement de raccordement, la Commission de l'électricité (ElCom) tranche.

Art. 4 Tarifs d'électricité et comptabilité par unité d'imputation pour la fourniture d'énergie

¹ La composante tarifaire due pour la fourniture d'énergie aux consommateurs finaux avec approvisionnement de base se fonde sur les coûts de production d'une exploitation efficace et sur les contrats d'achat à long terme du gestionnaire du réseau de distribution. Si les coûts de production dépassent les prix du marché, la composante tarifaire s'appuie sur les prix du marché.

² Le gestionnaire du réseau de distribution est tenu de justifier, pour ses consommateurs finaux avec approvisionnement de base, la hausse ou la baisse des tarifs d'électricité. La justification doit indiquer les modifications de coûts qui sont à l'origine de la hausse ou de la baisse.

³ Il est tenu d'annoncer à l'EiCom les hausses de tarifs d'électricité ainsi que la justification communiquée aux consommateurs finaux.

Art. 5 Mesures visant à assurer un réseau sûr, performant et efficace

¹ La société nationale du réseau de transport, les gestionnaires de réseau, les producteurs et les autres acteurs concernés prennent les mesures préventives nécessaires pour assurer l'exploitation sûre du réseau. Ils le font en tenant compte des accords internationaux ainsi que des normes et recommandations des organisations techniques reconnues, notamment des exigences de l'«Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity (UCTE)».

² La société nationale du réseau de transport règle de façon uniforme, dans une convention avec les gestionnaires de réseau, les producteurs et les autres acteurs concernés, les mesures à prendre pour maintenir la sécurité d'approvisionnement, notamment les modalités de l'ilotage automatique et de l'adaptation de la production des centrales électriques lorsque la stabilité de l'exploitation du réseau est menacée.

³ Si un gestionnaire de réseau, un producteur ou un autre acteur concerné refuse de signer une convention au sens de l'al. 2, l'EiCom en ordonne la conclusion par voie de décision.

⁴ Si la stabilité d'exploitation du réseau est menacée, la société nationale du réseau de transport doit ordonner ou prendre, de par la loi, toutes les mesures nécessaires pour assurer cette stabilité (art. 20, al. 2, let. c, LApEl). Si une injonction de sa part n'est pas suivie, elle peut prendre une mesure de substitution aux frais du destinataire.

⁵ Les obligations découlant des conventions visées aux al. 2 et 3 ainsi que l'imputation des frais au sens de l'al. 4 sont exécutées par la voie de la procédure civile.

⁶ L'Office fédéral de l'énergie (OFEN) peut fixer des exigences techniques et administratives minimales concernant un réseau sûr, performant et efficace; il peut déclarer obligatoires des dispositions techniques et administratives de l'«Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity (UCTE)».

Art. 6 Plans pluriannuels et information de l'ElCom

¹ Les gestionnaires de réseau de distribution sont libérés des obligations ci-après pour les réseaux dont la tension est inférieure ou égale à 36 kV:

- a. établissement des plans pluriannuels visés à l'art. 8, al. 2, LApEl;
- b. information de l'ElCom conformément à l'art. 8, al. 3, LApEl.

² Tous les gestionnaires de réseau sont tenus de communiquer chaque année à l'ElCom les chiffres usuels, sur le plan international, concernant la qualité de l'approvisionnement; ces chiffres comprennent notamment la durée moyenne des coupures de courant («Customer Average Interruption Duration Index» CAIDI), la durée moyenne de non-disponibilité du système («System Average Interruption Duration Index» SAIDI) et la fréquence moyenne des coupures de courant («System Average Interruption Frequency Index» SAIFI).

Chapitre 3 Utilisation du réseau**Section 1****Comptes annuels, comptabilité analytique, système de mesure et information****Art. 7** Comptes annuels et comptabilité analytique

¹ Les gestionnaires et les propriétaires de réseau de distribution et de réseau de transport peuvent fixer eux-mêmes les dates de l'exercice. Celui-ci peut correspondre en particulier à l'année civile ou à l'année hydrologique.

² Les gestionnaires et les propriétaires de réseau définissent une méthode uniforme de comptabilité analytique et édictent des directives transparentes à ce sujet.

³ Cette comptabilité doit faire apparaître séparément tous les postes nécessaires au calcul des coûts imputables, en particulier:

- a. les coûts de capital calculés des réseaux;
- b. les installations estimées sur la base des coûts de remplacement (selon l'art. 13, al. 4);
- c. les coûts d'exploitation des réseaux;
- d. les coûts des réseaux des niveaux supérieurs;
- e. les coûts des services-système;
- f. les coûts des systèmes de mesure et d'information;
- g. les coûts administratifs;
- h. les coûts des renforcements du réseau nécessaires à l'injection d'électricité visée aux art. 7, 7a et 7b de la loi du 26 juin 1998 sur l'énergie²;

² RS 730.0

- i. les coûts des raccordements au réseau et des contributions aux coûts de réseau;
- j. les autres coûts facturés individuellement;
- k. les taxes et les prestations fournies à des collectivités publiques; et
- l. les impôts directs.

⁴ Chaque gestionnaire et chaque propriétaire de réseau doit faire connaître les règles selon lesquelles les investissements sont portés à l'actif.

⁵ Il doit imputer les coûts directs directement au réseau et les coûts indirects selon une clé de répartition établie dans le respect du principe de causalité. Cette clé doit faire l'objet d'une définition écrite pertinente et vérifiable et respecter le principe de constance.

⁶ Les propriétaires de réseau fournissent aux gestionnaires de réseau les indications nécessaires pour établir la comptabilité analytique.

Art. 8 Système de mesure et processus d'information

¹ Les gestionnaires de réseau répondent du système de mesure et des processus d'information.

² Ils fixent à cette fin des directives transparentes et non discriminatoires, régissant en particulier les obligations des acteurs concernés ainsi que le déroulement chronologique et la forme des données à communiquer. Ces directives doivent prévoir la possibilité, pour les tiers, de participer, avec l'accord du gestionnaire de réseau, à la fourniture de prestations dans le cadre du système de mesure et d'information.

³ Les gestionnaires de réseau mettent à la disposition des acteurs concernés, dans des délais convenus, de façon uniforme et non discriminatoire, les mesures et les informations nécessaires à l'exploitation du réseau, à la gestion du bilan d'ajustement, à la fourniture d'énergie, à l'imputation des coûts, au calcul de la rémunération de l'utilisation du réseau et aux processus de facturation découlant de la loi du 26 juin 1998 sur l'énergie³ et de l'ordonnance du 7 décembre 1998 sur l'énergie⁴. Ces prestations ne peuvent pas être facturées en sus de la rémunération perçue pour l'utilisation du réseau. Si elles sont fournies par des tiers, ceux-ci ont droit à un dédommagement équitable de la part des gestionnaires de réseau.

⁴ Sur demande et contre un dédommagement couvrant les frais, les gestionnaires de réseau fournissent des données et informations supplémentaires aux responsables de groupes-bilan ainsi qu'aux autres acteurs concernés, avec l'accord des consommateurs finaux ou des producteurs concernés. Tous les chiffres relevés au cours des cinq années précédentes doivent être livrés.

⁵ Tous les consommateurs finaux qui font valoir leur droit d'accès au réseau ainsi que les producteurs dont la puissance raccordée est supérieure à 30 kVA doivent être équipés d'un dispositif de mesure de la courbe de charge avec transmission automa-

³ RS 730.0

⁴ RS 730.01

tique des données. Ils supportent les frais d'acquisition de cet équipement ainsi que les frais récurrents.

Art. 9 Facturation

A la demande du consommateur final, le gestionnaire de réseau remet la facture d'utilisation du réseau au fournisseur d'énergie. Le consommateur final reste débiteur de la rémunération.

Art. 10 Publication des informations

Les gestionnaires de réseau publient les informations visées à l'art. 12, al. 1, LApEl et la totalité des taxes et prestations fournies aux collectivités publiques, au plus tard le 31 août, notamment par le biais d'un site Internet unique, accessible librement.

Section 2 Accès au réseau et rémunération de l'utilisation du réseau

Art. 11 Accès au réseau pour les consommateurs finaux

¹ La consommation annuelle des douze mois précédant le dernier relevé effectué est déterminante pour fixer le droit d'accès au réseau des consommateurs finaux. La consommation annuelle est la somme de l'énergie électrique qu'un consommateur final soutire ou produit lui-même par site de consommation et par année. Le site de consommation est le lieu d'activité d'un consommateur final qui constitue une unité économique et géographique et qui présente sa propre consommation annuelle effective, indépendamment du nombre de ses points d'injection et de soutirage.

² Les consommateurs finaux qui ont une consommation annuelle d'au moins 100 MWh et qui ne soutirent pas d'électricité sur la base d'un contrat écrit de fourniture individuel peuvent indiquer jusqu'au 31 octobre au gestionnaire du réseau de distribution de leur zone de desserte qu'ils entendent faire usage de leur droit d'accès au réseau à partir du 1^{er} janvier de l'année suivante. Pour le gestionnaire du réseau de distribution, l'obligation de fourniture au sens de l'art. 6 LApEl devient alors définitivement caduque.

³ Si un consommateur final ayant une consommation annuelle estimée à au moins 100 MWh doit être nouvellement raccordé au réseau de distribution, il indique au gestionnaire du réseau deux mois avant la mise en service de son raccordement s'il entend faire usage de son droit d'accès au réseau.

⁴ Les consommateurs finaux reliés à un réseau de distribution fine de peu d'étendue au sens de l'art. 4, al. 1, let. a, LApEl, disposent eux aussi du droit d'accès au réseau si leur consommation annuelle est d'au moins 100 MWh. Les parties concernées conviennent des modalités d'utilisation de ces lignes électriques.

Art. 12 Coûts d'exploitation imputables

¹ Sont considérées comme des coûts d'exploitation imputables, outre les coûts définis à l'art. 15, al. 2, LApEl, les indemnités accordées à des tiers pour des servitudes.

² Les gestionnaires de réseau fixent des directives transparentes, uniformes et non discriminatoires sur la manière de déterminer les coûts d'exploitation.

Art. 13 Coûts de capital imputables

¹ Les gestionnaires de réseau fixent, dans des directives transparentes et non discriminatoires, des règles régissant les durées d'utilisation uniformes et appropriées des différentes installations et de leurs composants.

² Les amortissements comptables annuels calculés résultent des coûts d'acquisition ou de fabrication des installations existantes avec un amortissement linéaire sur une période d'utilisation donnée, jusqu'à la valeur zéro. Seuls sont considérés comme coûts d'acquisition ou de fabrication les coûts de construction des installations concernées.

³ Le calcul des intérêts annuels des valeurs patrimoniales nécessaires à l'exploitation des réseaux obéit aux règles qui suivent.

- a. Peuvent compter comme valeurs patrimoniales nécessaires à l'exploitation des réseaux, au maximum:
 1. les valeurs résiduelles à l'achat ou à la fabrication des installations existantes résultant des amortissements au sens de l'al. 2 à la fin de l'exercice; et
 2. le capital de roulement net nécessaire à l'exploitation.
- b. Le taux d'intérêt des valeurs patrimoniales nécessaires à l'exploitation correspond au rendement moyen, en pour-cent, des obligations de la Confédération d'une durée de 10 ans au cours des 60 mois écoulés, plus une indemnité de risque. Cette indemnité s'élèvera à 1,93 points en 2009. En cas de modification de la prime de risque de marché, le Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication (DETEC) adapte annuellement l'indemnité de risque après consultation de l'ElCom.

⁴ Si, exceptionnellement, il n'est plus possible de déterminer les coûts d'acquisition ou de fabrication des installations, il faut les calculer comme suit: les coûts de remplacement sont déterminés de manière transparente sur la base d'indices des prix officiels et appropriés, rétroactivement à la date d'acquisition ou de fabrication. Les coûts déjà facturés d'exploitation ou de capital des valeurs patrimoniales nécessaires à l'exploitation doivent être déduits. Dans tous les cas, seule entre en considération la valeur d'une installation comparable.

Art. 14 Utilisation transfrontalière du réseau

¹ Pour le calcul des coûts liés aux fournitures transfrontalières au sens de l'art. 16 LApEl, les réglementations internationales sont réservées.

² Les recettes provenant de l'utilisation transfrontalière du réseau de transport dans le cadre de la compensation entre gestionnaires européens de réseaux de transport («Inter-Transmission System Operator-Compensation», ITC) doivent être affectées intégralement à la couverture des coûts imputables du réseau de transport, après déduction de la taxe de surveillance visée à l'art. 28 LApEl.

³ Lors du calcul des recettes visées à l'al. 2, seuls peuvent être déduits les manques à gagner qui ne sont pas imputables à une cause déterminée ou qui résultent d'une exception portant sur l'accès au réseau pour les capacités mises en service au niveau du réseau de transport transfrontalier (art. 17, al. 6, LApEl). Les autres manques à gagner sont facturés à ceux qui les ont occasionnés, conformément à l'art. 15, al. 1, let. c.

Art. 15 Imputation des coûts du réseau de transport

¹ La société nationale du réseau de transport facture individuellement:

- a. aux gestionnaires de réseau et aux consommateurs finaux raccordés directement au réseau de transport, les coûts de compensation des pertes et de fourniture d'énergie réactive qu'ils ont occasionnés;
- b. aux groupes-bilan, les coûts de l'énergie d'ajustement (y compris les parts de réserve de puissance pour les réglages secondaire et tertiaire) et de la gestion du programme prévisionnel qu'ils ont occasionnés;
- c. à ceux qui ont occasionné des manques à gagner dans l'utilisation transfrontalière du réseau, le montant correspondant. Le DETEC peut prévoir des règles dérogatoires pour l'octroi des exceptions visées à l'art. 17, al. 6, LApEl.

² Elle facture aux gestionnaires de réseau et aux consommateurs finaux raccordés directement au réseau de transport, en proportion de l'énergie électrique soutirée par les consommateurs finaux:

- a. les coûts de gestion des systèmes, de gestion des mesures, de capacité de démarrage autonome et de fonctionnement en îlotage des équipements producteurs, de maintien de la tension, de réglage primaire, ainsi que les parts de réserve de puissance pour les réglages secondaire et tertiaire qui ne peuvent être imputés à un groupe-bilan;
- b. les coûts des renforcements du réseau nécessaires à l'injection d'électricité visée aux art. 7, 7a et 7b de la loi du 26 juin 1998 sur l'énergie⁵; et
- c. les suppléments sur les coûts de transport des réseaux à haute tension.

³ Elle facture aux consommateurs finaux et aux gestionnaires de réseau raccordés directement au réseau de transport le solde des coûts imputables ainsi que les taxes et prestations fournies aux collectivités publiques; ces éléments sont facturés de manière non discriminatoire et à un tarif uniforme dans la zone de réglage Suisse:

⁵ RS 730.0

- a. à hauteur de 30 % selon l'énergie électrique soutirée par les consommateurs finaux raccordés directement au réseau de transport et par tous les consommateurs finaux raccordés aux réseaux des niveaux inférieurs;
- b. à hauteur de 60 % selon la moyenne annuelle des puissances mensuelles maximales effectives que chaque consommateur final raccordé directement et chaque réseau de niveau inférieur demande au réseau de transport;
- c. à hauteur de 10 % selon un tarif de base fixe pour chaque point de soutirage du réseau de transport.

Art. 16 Imputation des coûts du réseau de distribution

¹ Les coûts imputables qui ne sont pas facturés individuellement, les taxes et les prestations fournies aux collectivités publiques ainsi que la participation à un réseau de niveau supérieur sont imputés aux consommateurs finaux et aux gestionnaires de réseau raccordés directement au réseau concerné, de la façon suivante:

- a. à hauteur de 30 % selon l'énergie électrique soutirée par les consommateurs finaux raccordés directement au réseau de transport et par tous les consommateurs finaux raccordés aux réseaux des niveaux inférieurs;
- b. à hauteur de 70 % selon la moyenne annuelle des puissances mensuelles maximales effectives que le consommateur final raccordé directement et les réseaux des niveaux inférieurs demandent au réseau de niveau supérieur.

² La rémunération perçue pour l'utilisation du réseau ne doit pas dépasser, pour chaque niveau de réseau, les coûts imputables ainsi que les taxes et prestations fournies aux collectivités publiques de ce niveau de réseau.

³ Si un réseau de distribution subit des surcoûts disproportionnés du fait du raccordement ou de l'exploitation d'équipements producteurs, ces surcoûts ne doivent pas être assimilés aux coûts du réseau, mais supportés dans une mesure raisonnable par les producteurs.

Art. 17 Imputation des coûts entre réseaux et détermination de la puissance maximale

Les gestionnaires de réseau fixent des directives transparentes et non discriminatoires qui régissent l'imputation des coûts entre les réseaux de même niveau directement reliés entre eux et la détermination uniforme de la moyenne annuelle de puissance maximale mensuelle effective.

Art. 18 Tarifs d'utilisation du réseau

¹ Il appartient aux gestionnaires de réseau de fixer les tarifs d'utilisation du réseau.

² Pour les consommateurs finaux dont les biens-fonds sont utilisés à l'année et qui sont raccordés à un niveau de tension inférieur à 1 kV sans mesure de puissance, le tarif d'utilisation du réseau consiste pour au moins 70 % en une taxe de consommation (ct./kWh) non dégressive.

Art. 19 Efficacité comparée, vérification des tarifs d'utilisation du réseau et des tarifs d'électricité

¹ En vue de vérifier les tarifs et les rémunérations pour l'utilisation du réseau ainsi que les tarifs d'électricité, l'EiCom compare les niveaux d'efficacité des gestionnaires de réseau. Elle collabore pour cela avec les milieux concernés. Elle tient compte des différences structurelles sur lesquelles les entreprises n'ont pas de prise et de la qualité de l'approvisionnement. Dans la comparaison des coûts imputables, elle prend également en considération le degré d'amortissement. Son appréciation intègre des valeurs de référence internationales.

² Elle ordonne la compensation, par réduction tarifaire, des gains injustifiés dus à des tarifs d'utilisation du réseau ou à des tarifs d'électricité trop élevés.

Section 3**Congestions dans les fournitures transfrontalières, exceptions portant sur l'accès au réseau et le calcul des coûts de réseau imputables****Art. 20** Démarche en cas de congestion dans les fournitures transfrontalières

¹ La société nationale du réseau de transport présente un rapport à l'EiCom sur la mise en œuvre des dispositions sur les fournitures prioritaires prévues aux art. 13, al. 3 et 17, al. 2, LApEl et elle lui fait une proposition conforme à l'art. 17, al. 5, LApEl pour l'affectation des recettes.

² Lors de l'attribution des capacités du réseau transfrontalier, les importateurs ne peuvent faire valoir le caractère prioritaire de l'approvisionnement de base des consommateurs finaux au sens de l'art. 17, al. 2, LApEl que s'ils établissent l'impossibilité de faire face à leurs obligations sans les importations ainsi que l'absence de livraisons notifiées dans la même période à des tiers à l'étranger.

Art. 21 Exceptions portant sur l'accès au réseau et le calcul des coûts de réseau imputables

¹ Sur proposition de la société nationale du réseau de transport, le DETEC élabore des règles transparentes et non discriminatoires pour l'octroi d'exceptions au sens de l'art. 17, al. 6, LApEl.

² L'EiCom statue par décision sur l'octroi d'exceptions.

Chapitre 4 Services-système et groupes-bilan**Art. 22** Services-système

¹ Lorsqu'elle ne les fournit pas elle-même, la société nationale du réseau de transport se procure les services-système au moyen d'une procédure axée sur le marché, non discriminatoire et transparente.

² Elle fixe les prix des services-système de façon à en couvrir les coûts. Si leur vente génère un bénéfice ou un déficit, le montant en sera pris en compte dans le calcul des coûts au sens de l'art. 15, al. 2, let. a.

³ Les renforcements de réseau nécessaires pour les injections d'énergie par les producteurs au sens des art. 7, 7a et 7b de la loi du 26 juin 1998 sur l'énergie⁶ font partie des services-système de la société nationale du réseau de transport.

⁴ Les indemnités pour les renforcements de réseau visés à l'al. 3 sont soumises à l'approbation de l'EiCom.

⁵ La société nationale du réseau de transport indemnise le gestionnaire de réseau pour les renforcements visés à l'al. 3 en se fondant sur l'approbation de l'EiCom.

⁶ Elle fait rapport annuellement à l'EiCom sur les services-système effectivement fournis et sur l'imputation de leurs coûts.

Art. 23 Groupes-bilan

¹ Tous les points d'injection et de soutirage attribués à un groupe-bilan doivent se trouver dans la zone de réglage Suisse. Tout point d'injection ou de soutirage doit être attribué à un seul groupe-bilan.

² La société nationale du réseau de transport fixe dans des directives les exigences minimales applicables aux groupes-bilan, selon des critères transparents et non discriminatoires. Elle le fait en tenant compte des besoins des petits groupes-bilan.

³ Elle passe un contrat avec chaque groupe-bilan.

⁴ Chaque groupe-bilan doit désigner un participant (responsable de groupe-bilan) qui le représente vis-à-vis de la société nationale du réseau de transport et vis-à-vis des tiers.

⁵ Pour l'électricité reprise au sens de l'art. 7a de la loi du 26 juin 1998 sur l'énergie⁷ les groupes-bilan sont tenus de payer le prix usuel sur le marché selon l'art. 3j, al. 2, de l'ordonnance du 7 décembre 1998 sur l'énergie⁸ au groupe-bilan pour les énergies renouvelables.

Art. 24 Groupe-bilan pour les énergies renouvelables

¹ L'OFEN désigne le responsable du groupe-bilan pour les énergies renouvelables après consultation de la société nationale du réseau de transport.

² Le responsable du groupe-bilan pour les énergies renouvelables édicte des directives transparentes et non discriminatoires régissant l'injection d'électricité au sens de l'art. 7a de la loi du 26 juin 1998 sur l'énergie⁹. Ces directives sont soumises à l'approbation de l'OFEN. Pour les systèmes dont la production peut être contrôlée, le responsable du groupe-bilan pour les énergies renouvelables peut prévoir des rémunérations axées sur le programme prévisionnel. Cependant, le prix moyen sur

⁶ RS 730.0

⁷ RS 730.0

⁸ RS 730.01

⁹ RS 730.0

l'année doit correspondre au moins aux rémunérations fixées dans les appendices 1.1 à 1.5 de l'ordonnance du 7 décembre 1998 sur l'énergie¹⁰.

³ Le responsable du groupe-bilan pour les énergies renouvelables peut refuser de rétribuer l'électricité reprise en vertu de l'art. 7a de la loi du 26 juin 1998 sur l'énergie tant que le producteur ne fournit pas dans les délais les informations nécessaires ou qu'il viole les règles.

⁴ Il établit des programmes prévisionnels et les communique aux autres groupes-bilan et à la société nationale du réseau de transport.

⁵ Les groupes-bilan sont tenus de reprendre l'électricité du groupe-bilan pour les énergies renouvelables conformément au programme prévisionnel et au prorata de l'énergie électrique soutirée par les consommateurs finaux qui leur sont attribués, et de payer au groupe-bilan pour les énergies renouvelables le prix du marché au sens de l'art. 3j, al. 2, de l'ordonnance du 7 décembre 1998 sur l'énergie. Pour un groupe-bilan nouvellement créé, l'énergie électrique soutirée par les consommateurs finaux fait l'objet d'une évaluation.

⁶ Le responsable du groupe-bilan pour les énergies renouvelables demande à la société nationale du réseau de transport de prendre en charge la différence entre les rétributions pour l'injection au sens de l'art. 7a de la loi du 26 juin 1998 sur l'énergie et le prix du marché au sens de l'art. 3j, al. 2, de l'ordonnance du 7 décembre 1998 sur l'énergie, ainsi que les coûts de l'énergie d'ajustement de son groupe-bilan et ses coûts d'exécution.

Art. 25 Attribution des points d'injection

¹ Les points d'injection dont la puissance de raccordement ne dépasse pas 30 kVA, où le courant est repris au sens de l'art. 7a de la loi du 26 juin 1998 sur l'énergie¹¹ et qui ne sont pas équipés d'un dispositif de mesure de la courbe de charge avec transmission automatique des données ainsi que les points d'injection où le courant est repris au sens de l'art. 28a de ladite loi sont attribués dans une mesure équivalente au groupe-bilan qui alimente les consommateurs finaux de l'aire de réseau correspondante.

² Les points d'injection où le courant est repris au sens de l'art. 7a de la loi du 26 juin 1998 sur l'énergie et qui sont équipés d'un dispositif de mesure de la courbe de charge avec transmission automatique des données relèvent dans une mesure équivalente du groupe-bilan pour les énergies renouvelables.

Art. 26 Energie de réglage et d'ajustement

¹ Pour les besoins d'énergie de réglage, la société nationale du réseau de transport donne la préférence à l'électricité issue d'énergies renouvelables.

² Lorsque la technique le permet, l'énergie de réglage peut être acquise en-dehors des frontières nationales.

¹⁰ RS 730.01

¹¹ RS 730.0

³ La société nationale du réseau de transport fixe le prix de l'énergie d'ajustement de manière à promouvoir un engagement efficace de l'énergie de réglage et la mise en réserve de puissance de réglage dans tout le pays et à empêcher les abus. Les prix de l'énergie d'ajustement sont définis en fonction des coûts de l'énergie de réglage. Si la vente d'énergie d'ajustement se solde par un bénéfice, le montant en question est pris en compte dans le calcul des coûts selon l'art. 15, al. 2, let. a.

Chapitre 5 Dispositions finales

Section 1 Exécution

Art. 27

¹ L'OFEN exécute l'ordonnance dans la mesure où l'exécution ne relève pas d'une autre autorité.

² Il édicte les prescriptions techniques et administratives nécessaires.

³ Il fait rapport au Conseil fédéral à intervalles réguliers, mais au plus tard quatre ans après l'entrée en vigueur de l'ordonnance, sur l'opportunité, l'efficacité et le caractère économique des mesures prévues dans la LApEI et dans l'ordonnance.

⁴ Avant d'édicter des directives au sens des art. 3, al. 1 et 2, 7, al. 2, 8, al. 2, 12, al. 2, 13, al. 1, 17 et 23, al. 2, les gestionnaires de réseau consultent en particulier les représentants des consommateurs finaux et des producteurs. Ils publient les directives sur un site internet unique librement accessible. S'ils ne peuvent pas s'entendre en temps utile sur les directives à adopter ou si celles-ci ne sont pas appropriées, l'OFEN peut fixer des dispositions d'exécution dans les domaines concernés.

⁵ Les art. 23 à 25 de l'ordonnance du 7 décembre 1998 sur l'énergie¹² sont applicables par analogie à la collaboration d'organisations privées.

Section 2 Modification du droit actuel

Art. 28

La modification du droit en vigueur est réglée en annexe.

Section 3 Dispositions transitoires

Art. 29 Mesure de la courbe de charge avec transmission automatique des données

Les producteurs ayant des conditions de raccordement selon l'art. 28a de la loi du 26 juin 1998 sur l'énergie¹³ sont libérés de l'obligation d'installer un système de

¹² RS 730.01

¹³ RS 730.0

mesure de la courbe de charge avec transmission automatique des données au sens de l'art. 8, al. 5, quelle que soit leur puissance de raccordement.

Art. 30 Adaptation des contrats existants

¹ Les dispositions qui figurent dans les contrats en vigueur et qui contreviennent aux prescriptions sur l'accès au réseau ou sur la rémunération de son utilisation ne sont pas valables.

² Si l'invalidité des dispositions contractuelles qui ne sont plus conformes au droit entraîne des désavantages disproportionnés pour l'une des parties au contrat, cette partie peut exiger une compensation, monétaire ou autre.

Art. 31 Recettes provenant des procédures d'attribution répondant aux règles du marché

L'utilisation des recettes provenant de procédures d'attribution axées sur les règles du marché au sens de l'art. 32 LApEl est soumise à l'autorisation de l'ElCom. La proposition visée à l'art. 20, al. 1, doit faire état des autres coûts à assumer sur le réseau de transport et expliquer dans quelle mesure ils ne sont pas couverts par la rémunération perçue pour l'utilisation du réseau.

Art. 32 Entrée en vigueur

¹ La présente ordonnance entre en vigueur le 1^{er} avril 2008, sous réserve des al. 2 à 4 ci-après.

² L'art. 11, al. 1 et 4, entre en vigueur le 1^{er} janvier 2009.

³ L'art. 2, al. 2, let. d, entre en vigueur le 1^{er} janvier 2010.

⁴ Le ch. 2 de l'annexe (ordonnance sur l'énergie) entre en vigueur comme suit:

- a. l'art. 1*d*, al. 1 et 5, et l'appendice 2.1 entrent en vigueur le 1^{er} avril 2008,
- b. les art. 3*b*, 3*f* à 3*i*, 3*j*, al. 1 et 2, l'art. 5, al. 1, l'art. 17*c*, al. 1, et l'art. 29, al. 4 et 5, entrent en vigueur le 1^{er} mai 2008,
- c. les autres dispositions du ch. 2 de l'annexe entrent en vigueur le 1^{er} janvier 2009.

14 mars 2008

Au nom du Conseil fédéral suisse:

Le président de la Confédération, Pascal Couchepin

La chancelière de la Confédération, Corina Casanova

Modification du droit actuel

Les actes législatifs fédéraux ci-après sont modifiés comme suit:

1. Ordonnance du 22 novembre 2006 sur les émoluments et les taxes de surveillance de l'Office fédéral de l'énergie¹⁴

Titre:

Ordonnance sur les émoluments et les taxes de surveillance dans le domaine de l'énergie (Oémol-En)

Préambule

vu l'art. 52a de la loi du 22 décembre 1916 sur l'utilisation des forces hydrauliques¹⁵,

vu l'art. 24 de la loi du 26 juin 1998 sur l'énergie¹⁶,

vu l'art. 83 de la loi du 21 mars 2003 sur l'énergie nucléaire¹⁷,

vu les art. 21, al. 5, et 28 de la loi du 23 mars 2007 sur l'approvisionnement en électricité¹⁸,

vu l'art. 52, al. 2, ch. 4 de la loi du 4 octobre 1963 sur les installations de transport par conduites¹⁹,

vu l'art. 42 de la loi du 22 mars 1991 sur la radioprotection²⁰,

vu l'art. 46a de la loi du 21 mars 1997 sur l'organisation du gouvernement et de l'administration²¹,

Art. 1, al. 1, let. b, al. 2 et 4

¹ La présente ordonnance régit les émoluments requis pour les décisions et les prestations ainsi que pour les activités de surveillance:

- b. des organisations et personnes de droit public ou privé chargées de l'exécution dans le domaine de l'énergie (autres organes d'exécution).

¹⁴ RS 730.05

¹⁵ RS 721.80

¹⁶ RS 730.0

¹⁷ RS 732.1

¹⁸ RS 734.7

¹⁹ RS 746.1

²⁰ RS 814.50

²¹ RS 172.010

² Elle régit en outre les taxes de surveillance dans le domaine de l'énergie nucléaire et de l'approvisionnement en électricité.

⁴ Les art. 23 à 25 de l'ordonnance du 7 décembre 1998 sur l'énergie²² sont réservés.

Art. 4, al. 1, phrase introductive et al. 2

¹ L'office et les autres organes d'exécution peuvent réduire les émoluments ou renoncer à en percevoir pour:

² Ils peuvent réduire les émoluments ou renoncer à en percevoir pour d'autres justes motifs.

Art. 6 Perception d'émoluments par un autre organe d'exécution

¹ Si des tâches d'exécution sont confiées à d'autres organes que l'office, ceux-ci facturent eux-mêmes les émoluments, tranchent dans les cas de contestation relatifs aux coûts et se chargent de l'encaissement.

² L'office peut décider, au moment du transfert d'une tâche d'exécution, de se charger lui-même de la facturation des émoluments, notamment lorsque l'autre organe d'exécution n'est pas en mesure de les percevoir.

³ Si l'office charge un autre organe de l'exécution, il fixe de concert avec lui la part du produit des émoluments que l'organe en question peut affecter à la couverture de ses frais.

Art. 7 Perception d'émoluments et de taxes de surveillance

¹ L'office ou un autre organe d'exécution peut prélever trimestriellement les émoluments et les taxes de surveillance.

² Un décompte définitif est établi avec le quatrième décompte trimestriel.

Art. 13a Emoluments dans le domaine de l'approvisionnement en électricité

L'office et la Commission de l'électricité (ElCom) prélèvent des émoluments notamment pour leurs décisions dans le domaine de l'approvisionnement en électricité.

Art. 13b Taxe de surveillance dans le domaine de l'approvisionnement en électricité

L'office et l'ElCom prélèvent la taxe de surveillance pour la collaboration avec les autorités étrangères. La taxe couvre en particulier les dépenses pour:

- a. la participation au forum des régulateurs européens,
- b. la participation à des groupes de travail sur des tâches internationales telles que les procédures à suivre en cas de congestion,

²² RS 730.01

- c. les contacts avec le groupe des régulateurs européens de l'électricité et du gaz (EREG), avec certains régulateurs et avec la Commission européenne concernant des tâches internationales telles que l'élaboration de standards de sécurité, de procédures en cas de congestion et de compensation des coûts de transit.

2. Ordonnance du 7 décembre 1998 sur l'énergie²³

Art. 1, let. a à f, h et o

Dans la présente ordonnance, on entend par:

- a. à e. *abrogé*
- f. *énergies renouvelables*: la force hydraulique, l'énergie solaire, la géothermie, la chaleur ambiante, l'énergie éolienne, l'énergie provenant de la biomasse et des déchets de la biomasse;
- h. *couplage chaleur-force*: production simultanée de force et de chaleur issues du processus de transformation du combustible dans les turbines à gaz, les turbines à vapeur, les moteurs à combustion, les autres installations thermiques et les piles à combustibles;
- o. *installation hybride*: installation utilisant plusieurs agents énergétiques renouvelables pour produire de l'électricité.

Art. 1d Attestation d'origine

¹ Quiconque produit de l'électricité et l'injecte dans le réseau peut faire procéder au relevé du courant injecté par un laboratoire d'évaluation de la conformité accrédité pour ce domaine (émetteur) et faire établir des attestations d'origine par ce laboratoire.

² Quiconque produit de l'électricité et l'injecte dans le réseau en vertu de l'art. 7a de la loi ou en vertu de conventions entre producteurs et gestionnaires de réseau au titre des augmentations de capacités visées à l'art. 7b, al. 1, de la loi est tenu de charger un émetteur de faire le relevé du courant injecté.

³ Les émetteurs établissent une attestation d'origine concernant notamment:

- a. la quantité d'électricité produite;
- b. les agents énergétiques utilisés pour produire cette électricité;
- c. la période et le lieu de la production.

⁴ L'attestation d'origine établie pour l'électricité issue d'énergies renouvelables visée à l'art. 7a de la loi ne peut pas faire l'objet d'un commerce ni être transmise.

- ⁵ L'émetteur doit interdire toute utilisation ultérieure de l'attestation d'origine:
- si elle doit servir au marquage du courant au sens de l'art. 1a;
 - si elle est établie comme document écrit ou comme document électronique;
ou
 - si elle est retransmise électroniquement à l'étranger.
- ⁶ Le Département de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication (département) peut fixer en détail les exigences auxquelles doit répondre l'attestation d'origine. Il peut définir des exigences supplémentaires aux fins d'harmonisation avec les normes internationales.
- ⁷ Il est possible d'utiliser l'attestation d'origine pour satisfaire à l'obligation d'informer prévue à l'art. 1b.

Art. 1f Obligation d'annoncer

¹ L'émetteur est tenu d'annoncer à temps l'enregistrement de l'installation de tout producteur d'énergie visé à l'art. 7a de la loi au responsable du groupe-bilan pour les énergies renouvelables visé à l'art. 24, al. 1, de l'ordonnance du 14 mars 2008 sur l'approvisionnement en électricité (OApEl)²⁴.

² Pour les installations des producteurs d'électricité visés à l'art. 7a de la loi qui ne doivent pas être munies d'un dispositif de mesure de la courbe de charge avec transmission automatique des données en vertu de l'art. 8, al. 5, OApEl, les gestionnaires de réseau sont dans l'obligation d'annoncer à l'émetteur:

- les données de l'installation au moment de sa mise en service;
- chaque trimestre, la quantité d'électricité produite.

Art. 1g Compte-rendu

L'émetteur est tenu de communiquer trimestriellement à l'office en particulier les volumes d'électricité relevés en vertu de l'art. 1d, al. 2, en les ventilant par technique de production, par catégorie et par classe de puissance.

Chapitre 2

Conditions de raccordement pour les énergies fossiles et les énergies renouvelables visées à l'art. 7 de la loi

Art. 2 Exigences générales

¹ Les producteurs d'énergie visés à l'art. 7 de la loi et les gestionnaires de réseau fixent les conditions de raccordement (telles que les coûts de raccordement) par contrat.

²⁴ RS 734.71; RO 2008 1223

² La rétribution de l'achat d'électricité est versée lorsque l'injection physique a eu lieu.

³ L'électricité injectée doit être relevée à l'aide d'un instrument de mesure étalonné. Les coûts de l'instrument de mesure et de la mise à disposition des données mesurées sont à la charge du producteur.

⁴ Les producteurs visés à l'art. 7 de la loi sont tenus de prendre à leurs frais les mesures nécessaires pour éviter les effets perturbateurs d'ordre technique au point d'injection.

⁵ Si les conditions prévues par l'al. 4 sont remplies, les gestionnaires du réseau sont tenus de relier l'installation de production d'énergie du producteur visé à l'art. 7 de la loi avec le point d'injection le plus avantageux techniquement et économiquement, de manière à garantir l'injection et le prélèvement d'énergie. Les coûts de mise en place des lignes de desserte nécessaires jusqu'au point d'injection et les éventuels coûts de transformation requis sont à la charge du producteur. La compensation des coûts du renforcement nécessaire du réseau est régie par l'art. 22, al. 3, OApEl²⁵.

Art. 2a Electricité produite régulièrement et utilisation de la chaleur produite

¹ L'électricité provenant d'énergies fossiles au sens de l'art. 7 de la loi est réputée produite régulièrement lorsque la quantité d'énergie, la période et la durée de l'injection

- a. sont prévisibles dans une plage appropriée, ou
- b. qu'elles font l'objet du contrat entre le gestionnaire de réseau concerné et le producteur d'énergie.

² L'électricité produite à partir d'énergies fossiles doit être reprise et rétribuée si le taux d'utilisation global de l'électricité produite et de la chaleur utilisée atteint au moins 80 %. Les usines d'incinération des ordures sont exemptées de cette exigence.

³ Les exigences minimales concernant le taux d'utilisation global d'installations alimentées par des énergies renouvelables sont régies par les dispositions figurant dans les appendices 1.4 et 1.5.

⁴ Les installations hybrides doivent satisfaire, en tant que système global, à l'exigence minimale la plus sévère prévue dans les appendices 1.4 et 1.5 pour les agents énergétiques utilisés.

Art. 2b Prix d'achat alignés sur le marché

La rétribution à des prix d'achat alignés sur le marché se définit selon les économies de coûts du gestionnaire de réseau par rapport à l'acquisition d'une énergie équivalente.

²⁵ RS 734.71; RO 2008 1223

Art. 2c Centrales hydroélectriques

La limite de puissance de 10 MW pour les centrales hydroélectriques visées à l'art. 7, al. 1, de la loi se rapporte à la puissance brute. L'art. 51 de la loi du 22 décembre 1916 sur l'utilisation des forces hydrauliques²⁶ s'applique à son calcul.

Chapitre 2a**Conditions de raccordement pour l'électricité provenant d'énergies renouvelables visée à l'art. 7a de la loi****Section 1****Dispositions générales, installations notablement agrandies ou rénovées***Art. 3* Dispositions générales

Les exigences générales fixées à l'art. 2 et la limite de puissance pour les centrales définie à l'art. 2c s'appliquent par analogie aux conditions de raccordement de l'électricité provenant d'énergies renouvelables visée à l'art. 7a de la loi.

Art. 3a Installations notablement agrandies ou rénovées

Une installation est réputée notablement agrandie ou rénovée:

- a. lorsque les nouveaux investissements atteignent au moins 50 % des montants requis pour une installation neuve, que l'installation produit au moins autant d'électricité que par le passé, déduction faite des restrictions de production découlant des obligations officielles, et que sa durée d'amortissement calculée selon les appendices 1.1 à 1.5 est écoulée aux deux tiers (les investissements des cinq dernières années avant la mise en service peuvent être pris en compte); ou
- b. lorsque la production d'électricité répondant aux exigences définies dans les appendices 1.1 à 1.5 est accrue.

Section 2**Rétribution, plus-value écologique, augmentations de capacité, procédures***Art. 3b* Coûts de revient des installations de référence

¹ Le calcul des coûts de revient et la rétribution s'appuient sur les installations de référence définies dans les appendices 1.1 à 1.5.

² La rétribution est payée pour la quantité d'électricité mesurée par l'émetteur au point d'injection.

³ L'année de construction est celle de la mise en service effective de l'installation.

²⁶ RS 721.80

⁴ Est réputée technologie la plus efficace celle qui, outre un rendement énergétique le plus élevé possible, présente la meilleure prise en compte de l'utilisation durable des matières premières pour produire l'énergie.

⁵ La rétribution des installations hybrides est calculée en fonction de la rétribution des agents énergétiques employés, pondérée selon leur apport respectif au contenu énergétique.

Art. 3c Transmission des attestations d'origine, rémunération de la plus-value écologique

¹ Les producteurs d'énergie visés à l'art. 7a de la loi sont tenus de transmettre au responsable du groupe-bilan pour les énergies renouvelables les attestations d'origine relevées.

² La rémunération comprend la plus-value écologique.

Art. 3d Réduction annuelle et durée de rétribution

¹ La réduction annuelle de la rétribution pour les nouvelles installations est régie par les appendices 1.1 à 1.5.

² La durée de rétribution se définit en fonction de la durée d'amortissement de l'installation de référence concernée, conformément aux appendices 1.1 à 1.5.

Art. 3e Adaptation de la rétribution

¹ Le département adapte le calcul des coûts de revient et de la rétribution selon les appendices 1.1 à 1.5 au plus tard cinq ans après l'entrée en vigueur de la présente ordonnance; il prend en compte notamment la rentabilité à long terme ainsi que l'évolution des technologies, du prix des sources d'énergie primaire, des redevances hydrauliques, des marchés financiers et, pour les installations à couplage chaleur-force, celle du prix de l'énergie de chauffage.

² La prise en compte de la rentabilité à long terme se rapporte notamment aux corrections du montant et de la réduction annuelle de la rétribution en fonction du potentiel commercial à long terme.

Art. 3f Augmentation périodique de capacité pour les installations photovoltaïques

¹ L'office fixe chaque année l'augmentation de capacité pour les installations photovoltaïques en vue d'un accroissement continu. Il évalue l'évolution des coûts, les hausses supplémentaires de coûts liées aux augmentations de capacité et la différence par rapport au montant maximal du supplément visé à l'art. 7a, al. 4, let. b, de la loi.

² Les coûts non couverts au sens de l'art. 7a, al. 4, let. b, de la loi correspondent à la différence entre les coûts de revient des nouvelles installations et le prix du marché de l'électricité selon l'art. 3j, al. 2.

Art. 3g Procédures d'annonce et de décision auprès de la société nationale du réseau de transport

¹ Quiconque veut construire une nouvelle installation doit annoncer son projet à la société nationale du réseau de transport. L'annonce doit comporter en particulier:

- a. les documents visés aux appendices 1.1 à 1.5;
- b. pour la rénovation et l'agrandissement d'installations existantes, les données prévues à l'art. 3a.

² La date du jour où l'annonce complète est déposée à La Poste Suisse fait foi.

³ En se basant sur le prix du marché défini à l'art. 3j, al. 2, qui est déterminant au moment de sa décision, la société nationale du réseau de transport examine si le projet peut s'intégrer dans l'augmentation de capacité visée à l'art. 7a, al. 2, let. d de la loi, ou dans la somme maximale des suppléments visés à l'art. 7a, al. 4, de la loi. La société nationale du réseau de transport notifie le résultat de son examen au requérant au moyen d'une décision.

⁴ S'il apparaît que la somme des rémunérations va vraisemblablement atteindre l'augmentation de capacité ou le plafond des suppléments, l'office communique à la société nationale du réseau de transport qu'elle ne doit plus rendre de décisions.

⁵ La date d'annonce d'un projet est déterminante pour sa prise en compte. Si tous les projets annoncés un même jour ne peuvent être pris en compte, la société nationale du réseau de transport choisit prioritairement ceux qui présentent la puissance la plus importante.

⁶ Les projets non pris en compte sont inscrits dans une liste d'attente, établie selon leur date d'annonce.

⁷ Si l'office arrête une nouvelle augmentation de capacité ou si le prix du marché se modifie, la société nationale du réseau de transport prend d'abord en compte les projets inscrits sur la liste d'attente, en fonction de leur date d'annonce.

Art. 3h Notification obligatoire, mise en service

¹ Le requérant doit communiquer l'avancement du projet à la société nationale du réseau de transport dans les délais prévus par les appendices 1.1 à 1.5.

² Il doit mettre l'installation en service dans les délais prévus par les appendices 1.1 à 1.5, en avisant la société nationale du réseau de transport et l'informer que l'émetteur a enregistré l'installation.

³ La société nationale du réseau de transport communique le taux de rétribution au requérant.

⁴ Si le requérant ne respecte pas les délais prévus aux al. 1 et 2 ou si le projet s'écarte, au moment de la mise en service, des données fournies dans l'annonce, la décision perd son caractère obligatoire; elle est alors révoquée par la société nationale du réseau de transport. Il est fait exception à cette règle en cas de circonstances indépendantes de la volonté du requérant. Sur demande, la société nationale du réseau de transport prolonge le délai.

⁵ Si le requérant transfère l'installation à un nouveau propriétaire, il doit en informer la société nationale du réseau de transport immédiatement. A défaut, la rétribution est versée à l'ancien propriétaire.

Art. 3i Annonce du projet au gestionnaire de réseau

Si le projet porte sur de nouvelles installations relevant de l'art. 7a de la loi, les requérants doivent annoncer leur projet aux gestionnaires de réseau au plus tard au moment de l'annonce visée à l'art. 3g, al. 1. Les gestionnaires de réseau font savoir dans les 30 jours si les conditions techniques permettant d'injecter l'électricité produite par la nouvelle installation sont remplies, ou dans quel délai elles le seront vraisemblablement.

Section 3 Supplément pour la prise en charge d'électricité

Art. 3j Détermination du montant, prélèvement et versement du supplément

¹ L'office fixe chaque année, à l'avance:

- a. le supplément sur les coûts de transport des réseaux à haute tension pour les coûts non couverts visés à l'art. 15b, al. 1, let. a, de la loi. Il prend en compte la part vraisemblablement non couverte par les prix du marché des rétributions à verser aux producteurs en vertu des art. 7a et 28a de la loi, de même que les coûts d'exécution;
- b. la répartition des suppléments au sens de l'art. 15b, al. 4, de la loi entre les coûts visés à l'art. 15b, al. 1, let. b et c de la loi, les coûts visés à l'art. 28a de la loi ainsi que les coûts d'exécution.

² Le prix du marché est la moyenne, pondérée en fonction des volumes, des prix spot de l'électricité négociés quotidiennement en bourse pour le marché suisse. L'office le calcule et le publie tous les trois mois pour le trimestre en cours, sur la base des données du trimestre précédent.

³ La société nationale d'exploitation du réseau prélève le supplément auprès des gestionnaires de réseau au moins une fois par trimestre.

⁴ Le responsable du groupe-bilan pour les énergies renouvelables verse chaque trimestre aux producteurs la rétribution qui leur revient, quelle que soit leur puissance de raccordement. Si les moyens financiers du fonds visé à l'art. 3k et le produit de la rétribution au prix du marché par les groupes-bilan ne suffisent pas au versement des rétributions, on procède à un versement partiel au prorata durant l'année en cours. La différence est versée l'année suivante.

⁵ Si le montant de la rétribution ne concorde pas avec la production effective ou avec les exigences fixées dans les appendices 1.1 à 1.5, le montant correspondant est réclamé au producteur ou bonifié au cours de la période de paiement subséquente.

Art. 3k Fonds alimenté par les suppléments

¹ La société nationale du réseau de transport tient un compte séparé pour les suppléments.

² Les moyens financiers déposés sur ce compte sont porteurs d'intérêts aux conditions usuelles du marché pour les placements sans risque.

Section 4 Limitation du supplément pour gros consommateurs*Art. 3l* Demande de restitution

¹ Tout consommateur final pour lequel les coûts d'électricité représentent plus de 10 % de la valeur ajoutée brute (gros consommateur) peut présenter une demande de restitution de la part du supplément qui dépasse 3 % de ses coûts d'électricité.

² La demande doit comporter au moins les indications ci-après:

- a. le montant de la valeur ajoutée brute d'après les comptes du dernier exercice plein; ces comptes doivent correspondre aux principes des recommandations Swiss GAAP RPC²⁷ ou d'une norme de comptabilité internationale reconnue;
- b. l'attestation, par un réviseur agréé, que la valeur ajoutée brute a été calculée correctement; cette attestation peut être établie au moment de la révision annuelle;
- c. les coûts d'électricité figurant dans les comptes du dernier exercice plein;
- d. la quantité d'électricité soutirée pendant cette période et le montant du supplément payé en vertu de l'art. 15b, al. 3, de la loi.

³ Les gros consommateurs qui ne répondent pas aux exigences de la révision ordinaire selon l'art. 727, al. 1, ch. 1, du code des obligations²⁸ peuvent calculer la valeur ajoutée brute d'après les déclarations de la taxe sur la valeur ajoutée relatives au dernier exercice plein. La confirmation d'un expert agréé n'est pas requise.

⁴ La demande de restitution doit être présentée à l'office pour le 30 juin de l'année suivante.

Art. 3m Valeur ajoutée brute, coûts d'électricité

¹ La valeur ajoutée brute est la plus-value conférée aux biens et aux services par les processus de production et de prestations, sous déduction de toutes les prestations préalables; les amortissements et les coûts de financement ne constituent pas des prestations préalables.

² Dans certaines sociétés et filiales de sociétés étrangères, la valeur ajoutée brute est fixée d'après les comptes individuels.

²⁷ Version du 1^{er} janvier 2007; Verlag SKV, Hans-Huber-Strasse 4, case postale 687, 8027 Zurich; verlagskv@kvschweiz.ch

²⁸ RS 220

³ Lorsque des sociétés et des filiales de sociétés étrangères constituent une unité économique et qu'elles disposent de comptes consolidés limités à la Suisse, ceux-ci déterminent la valeur ajoutée brute.

⁴ Par coûts d'électricité, on entend les montants facturés aux gros consommateurs pour l'utilisation du réseau, pour la fourniture de courant ainsi que pour les redevances et prestations fournies aux collectivités publiques, sans le supplément visé à l'art. 15b, al. 3, de la loi et sans la taxe sur la valeur ajoutée.

Art. 3n Cas de rigueur

Tout consommateur final dont les coûts d'électricité atteignent au moins 8 % de la valeur ajoutée brute est assimilé à un gros consommateur s'il établit:

- a. qu'il est soumis à la concurrence; et
- b. que son lieu d'implantation le désavantage par rapport à ses concurrents directs en Suisse dont les suppléments sont limités, ou par rapport à la concurrence étrangère; dans ce dernier cas, le désavantage lié au lieu d'implantation devra ressortir des prix du courant équivalents indiqués à titre de référence.

Art. 3o Décompte et intérêts

Si l'office approuve la demande de restitution, la société nationale du réseau de transport établit le décompte des suppléments payés en trop. Ceux-ci sont porteurs d'intérêts au taux usuel du marché pour les placements sans risque dès la fin de l'exercice.

Section 5 Obligation d'annoncer et de faire rapport

Art. 3p Obligation d'annoncer

Le responsable du groupe-bilan pour les énergies renouvelables doit annoncer trimestriellement à la société nationale du réseau de transport en particulier la quantité d'électricité et les rétributions à verser aux producteurs, selon la technologie de production, la catégorie et la classe de puissance.

Art. 3q Rapport

La société nationale du réseau de transport doit présenter un rapport à l'office trimestriellement au sujet des points suivants:

- a. l'administration du fonds selon l'art. 3k;
- b. les données selon l'art 3p;
- c. les coûts d'exécution.

Section 6

Appels d'offres publics soumis aux règles de la concurrence

Art. 4 Appels d'offres

¹ L'office lance chaque année des appels d'offres publics pour la mise en œuvre de mesures d'efficacité temporaires; les organismes privés ou publics qui proposent des programmes d'efficacité peuvent y participer.

² Les mesures d'efficacité doivent avoir pour but de réduire, avec le meilleur rapport coût-utilité possible, en particulier la consommation d'électricité des bâtiments, des véhicules et des appareils ou celle des entreprises industrielles et de services, tout en contribuant au mieux à accélérer le délai de commercialisation des nouvelles technologies.

³ L'office peut associer les cantons et des organisations privées à l'exécution.

Art. 5 Détermination du supplément destiné à financer les coûts visés à l'art. 15b, al. 1, let. b, de la loi

¹ L'office fixe à l'avance chaque année le supplément aux coûts de transport des réseaux à haute tension destiné au financement des coûts visés à l'art. 15b, al. 1, let. b, de la loi. Il prend en compte les coûts prévisibles du subventionnement de projets et les coûts d'exécution.

² La société nationale du réseau de transport perçoit au moins une fois par trimestre le supplément auprès des gestionnaires de réseau.

³ Elle tient un compte séparé pour les suppléments. Les moyens financiers qui y sont déposés portent intérêts au taux usuel du marché pour les placements sans risque.

Art. 5a à 5c

Abrogés

Chapitre 2b

Passage au modèle visé à l'art. 7a de la loi et abandon de ce modèle

Art. 6

¹ Le groupe-bilan pour les énergies renouvelables est tenu de reprendre et de rétribuer, à partir du début de l'année civile, l'électricité des producteurs qui adoptent, avec une installation existante, le modèle visé à l'art. 7a de la loi (modèle de rétribution du courant injecté).

² Les producteurs qui entendent adopter le modèle de rétribution du courant injecté doivent s'annoncer au plus tard trois mois avant la fin de l'année civile auprès de la société nationale du réseau de transport. Celle-ci leur notifie sa décision au moins deux mois avant la fin de l'année civile. Pour le reste, les dispositions des art. 3g et 3h, al. 3, s'appliquent par analogie à la procédure.

³ Les producteurs visés à l'art. 7a de la loi peuvent abandonner le modèle de rétribution du courant injecté au terme de l'année civile en respectant un délai de résiliation d'un mois.

⁴ Les producteurs communiquent le changement au moins un mois avant la fin de l'année civile aux groupes-bilan concernés.

⁵ En ce qui concerne les installations des producteurs visés à l'al. 1, la rétribution s'appuie sur les coûts de revient au cours de l'année de construction.

Titre précédent l'art. 6a

Chapitre 2c Commission

Art. 6a

¹ Le département nomme une commission réunissant des représentants de la Confédération, des cantons, du secteur de l'énergie et des producteurs.

² La commission conseille l'office sur les questions relatives aux conditions de raccordement visées aux art. 7, 7a et 28a de la loi. Le département règle les modalités.

Titre précédent l'art. 11a

Chapitre 3a Bâtiment

Art. 11a

¹ Lorsqu'ils édictent les dispositions visées à l'art. 9, al. 3, de la loi, les cantons se fondent sur les exigences cantonales harmonisées.

² Les conventions d'objectifs passées avec les gros consommateurs doivent, dans la mesure du possible, être harmonisées entre les cantons ou avec la Confédération.

³ Lorsque des conventions d'objectifs avec les gros consommateurs remplissent les exigences de la directive du 2 juillet 2007 sur les mesures librement consenties en vue de réduire la consommation d'énergie et les émissions de CO₂ ou qu'un gros consommateur s'engage envers la Confédération à réduire ses émissions de CO₂ conformément à la loi sur le CO₂, l'office réalise les audits et le monitoring.

⁴ Sont en particulier réputées rénovations d'envergure au sens de l'art. 9, al. 3, let. d, de la loi:

- a. l'assainissement complet des systèmes de chauffage et d'eau chaude;
- b. l'assainissement énergétique de bâtiments avec chauffage à distance, lorsque le décompte est effectué par bâtiment et que l'enveloppe d'un ou de plusieurs bâtiments est assainie à plus de 75 %.

Titre précédent l'art. 12

Chapitre 4 Promotion et couverture des risques

Art. 12, al. 2

Conjointement avec les cantons et les organisations privées concernées, l'office élabore des instruments d'exécution de la loi et de la présente ordonnance, notamment des recommandations précisant:

- a. comment calculer et fixer la rétribution due pour l'énergie injectée (art. 7, al. 1 et 2, 7a, al. 2, et 28a, al. 1, LEne);
- b. les conditions de raccordement des producteurs d'énergie visés aux art. 7, 7a et 28a de la loi.

Titre précédent l'art. 17a

Section 2a Couverture des risques

Art. 17a Principe

¹ Une caution peut être accordée pour la couverture des risques d'une installation géothermique si celle-ci remplit les exigences fixées dans l'appendice 1.6.

² La société nationale du réseau de transport verse la caution si les forages et les essais visés à l'appendice 1.6 sont qualifiés d'échec total ou partiel.

³ L'office est chargé de définir les exigences minimales spécifiques par voie de directives.

Art. 17b Procédure, obligations d'annoncer

¹ Le requérant doit déposer sa demande de caution pour la couverture des risques auprès de la société nationale du réseau de transport.

² L'office institue un groupe d'experts pour examiner la demande adressée à la société nationale du réseau de transport et pour accompagner le projet. Le groupe peut faire appel à d'autres experts pour l'exécution de ses tâches.

³ Les exigences relatives à la requête, à la procédure et aux tâches du groupe d'experts sont régies par l'appendice 1.6.

⁴ La société nationale du réseau de transport est tenue d'annoncer immédiatement à l'office les demandes d'octroi d'une caution pour la couverture des risques, les obligations et les pertes nées de tels cautionnements ainsi que les installations réalisées.

Art. 17c Supplément pour pertes liées aux cautions

¹ L'office fixe chaque année à l'avance le supplément sur les coûts de transport des réseaux à haute tension perçu en vertu de l'art. 15b, al. 1, let. c, de la loi. Il prend en compte les installations prévues ou réalisées pour l'exploitation de la géothermie ainsi que les coûts d'exécution.

² La société nationale du réseau de transport perçoit le supplément auprès des gestionnaires de réseau au moins une fois par trimestre.

³ Elle tient un compte séparé des suppléments. Les moyens financiers qui s'y trouvent sont porteurs d'intérêts aux conditions usuelles du marché pour les placements sans risque.

Art. 21, al. 1

¹ Les cantons exécutent l'art. 11a avec l'assistance de l'office.

Art. 22, al. 1 et 2

¹ L'office contrôle si le marquage de l'électricité, le calcul, le remboursement et le report des coûts, de même que les installations et appareils mis en circulation, sont conformes à la présente ordonnance. A cet effet, il effectue des contrôles par échantillonnage et il examine la situation lorsqu'il y a des présomptions fondées d'irrégularités.

² L'office est habilité en particulier à exiger les documents et informations nécessaires ainsi qu'à prélever des échantillons et à organiser des contrôles en vue d'établir la preuve de la conformité, de contrôler les conditions de raccordement fixées pour les énergies fossiles et les énergies renouvelables ainsi que pour l'électricité issue d'agents renouvelables, et de vérifier les appels d'offres publics et la couverture des risques.

Art. 23, al. 1

Lorsque la présente ordonnance n'en dispose pas autrement, les organisations privées auxquelles il est fait appel en vertu de la loi et de la présente ordonnance doivent se financer elles-mêmes. Dans le cadre de ses compétences d'exécution, l'office peut assumer entièrement ou partiellement les coûts de certaines tâches convenues. Il applique les tarifs établis par la Confédération pour les experts et les mandataires.

Art. 26, al. 1

Abrogé

Art. 28, let. e à g

Sera puni conformément à l'art. 28 de la loi quiconque aura, intentionnellement ou par négligence:

- e. violé les prescriptions relatives à l'attestation d'origine (art. 1d);
- f. fourni, lors de la procédure d'annonce ou de décision, des indications incorrectes ou incomplètes qui étaient essentielles pour l'évaluation du projet (art. 3g et 17b);
- g. violé une obligation d'annoncer (art. 1f, 3p et art. 17b, al. 4).

Art. 28a Modification des appendices 1.1 à 1.6

Le département peut adapter les appendices 1.1 à 1.6 à l'évolution technique et économique.

Art. 29 Dispositions transitoires concernant la modification du 14 mars 2008

¹ Les art. 1, let. a à f et h, 2 à 5 et 5a, al. 1, de l'ordonnance sur l'énergie, dans sa version du 7 décembre 1998²⁹, ainsi que les art. 1d, al. 2, 6 et 7, 1g, 3b, al. 2, 3k et 3q de la présente ordonnance s'appliquent par analogie aux contrats existants visés à l'art. 28a, al. 1, de la loi.

² Pour les installations visées à l'art. 28a, al. 1, de la loi, la société nationale du réseau de transport rembourse chaque trimestre aux gestionnaires de réseau les surcoûts visés à l'art. 5a, al. 1, de l'ordonnance sur l'énergie, dans sa version du 7 décembre 1998, conformément aux recommandations de l'office prévues à l'art. 12, al. 2 de la présente ordonnance. Si les moyens financiers du fonds mentionné à l'art. 3k de la présente ordonnance ne suffisent pas pour rembourser les surcoûts, on procède à un versement partiel durant l'année en cours. La différence est versée l'année suivante.

³ Les conditions prévues aux art. 3 à 3q et à l'art. 6 de la présente ordonnance s'appliquent aux installations au bénéfice de contrats existants au sens de l'art. 2, al. 1, de l'ordonnance sur l'énergie, dans sa version du 7 décembre 1998, qui ont été mises en service après le 31 décembre 2005.

⁴ L'office fixera le 1^{er} mai 2008, pour l'année 2008, les augmentations de capacité ci-après pour les installations photovoltaïques:

- a. un taux d'augmentation pour les installations pour lesquelles on disposera dès le 1^{er} mai 2008 des indications requises concernant l'annonce et l'avancement du projet;
- b. un taux d'augmentation pour les installations pour lesquelles une décision positive pourra vraisemblablement être prise d'ici au 31 décembre 2008.

⁵ L'office fixera pour la première fois au cours de la première quinzaine de septembre 2008 le supplément sur les coûts de transport des réseaux à haute tension visé à l'art. 3j, al. 1, l'art. 5, al. 1, et l'art. 17c, al. 1.

²⁹ RO 1999 207

⁶ La Commission de l'électricité prévue à l'art. 21 de la loi du 23 mars 2007 sur l'approvisionnement en électricité³⁰ statue sur les litiges relatifs aux conditions de raccordement pour les installations de production d'énergie et aux suppléments sur les coûts de transport visés à l'art. 7 de la loi, dans sa version du 26 juin 1998, au sujet desquels aucune autorité cantonale de première instance n'aura encore statué au premier janvier 2009.

Art. 30, let. c

Sont abrogés:

- c. l'appendice 3.3, au 31 décembre 2008.

Appendices

¹ Les anciens appendices 1.1 et 1.2 deviennent les appendices 2.1 et 2.2. L'appendice 2.1 est modifié conformément au texte ci-joint.

² L'appendice 3.6 est modifié conformément au texte ci-joint et l'appendice 4 est remplacé par la version ci-jointe.

³ L'ordonnance est complétée par les appendices 1.1 à 1.6 et 2.3 ci-joints.

Appendice 1.1
(art. 3, 3a, 3b, 3d, 3g, 3h et 22, al. 2)

Conditions de raccordement pour les petites centrales hydrauliques

1 Définition des installations

1.1 Dispositions générales

Petite centrale hydraulique: tout aménagement technique autonome destiné à produire de l'électricité à partir de la force hydraulique en un lieu déterminé, qui comprend notamment les éléments suivants: les ouvrages d'accumulation, les installations de captage d'eau, les conduites sous pression, les turbines, les générateurs, les dispositifs d'injection, les équipements de pilotage. Les centrales de dotation sont considérées comme des installations indépendantes.

1.2 Installations rénovées ou considérablement agrandies

Sont réputées rénovées ou considérablement agrandies au sens de l'art. 3a, let. b, les installations:

- a. qui augmentent leur production d'électricité d'au moins 20 % par rapport à la moyenne des deux dernières années d'exploitation complètes précédant le 1^{er} janvier 2006; ou
- b. qui ont cessé d'être exploitées avant le 1^{er} janvier 2006 et qui, lorsqu'elles reprennent leur activité, augmentent leur production d'électricité d'au moins 10 % par rapport aux deux dernières années d'exploitation complètes ayant précédé la cessation de leur exploitation.

1.3 Exigences minimales

L'office peut définir des exigences écologiques et énergétiques minimales par voie de directives.

2 Catégories

Les catégories sont intégrées dans le calcul selon le ch. 3.

3 Calcul de la rétribution

- 3.1 La rétribution se compose d'une rétribution de base et de bonus. Plusieurs bonus peuvent être alloués.

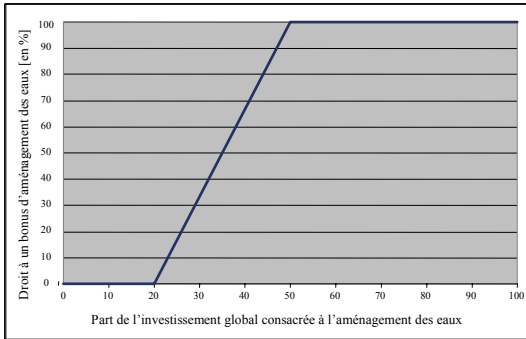
- 3.2 Rétribution de base: la puissance de l'installation prise en compte pour déterminer la rétribution est la puissance équivalente. Celle-ci correspond au quotient entre l'énergie électrique mesurée au point d'injection durant l'année civile correspondante (en kWh) et la somme des heures de l'année civile concernée, déduction faite du nombre d'heures complètes précédant la mise en service ou suivant l'arrêt de l'installation. Le montant de la rétribution de base est déterminé en fonction de la puissance équivalente de l'installation, selon une pondération sur la base des tranches suivantes:

Classe de puissance (kW)	Rétribution de base (ct./kWh)
≤10 kW	26
≤50 kW	20
≤300 kW	14,5
≤1 MW	11
≤10 MW	7,5

- 3.3 Bonus de niveau de pression: le montant du bonus de niveau de pression est déterminé en fonction de la hauteur de chute brute de l'installation, selon une pondération sur la base des tranches suivantes:

Classe de hauteur de chute (m)	Bonus (ct./kWh)
≤5	4,5
≤10	2,7
≤20	2
≤50	1,5
>50	1

- 3.4 Bonus d'aménagement des eaux: si la part de l'aménagement des eaux (y compris les conduites sous pression) réalisée selon l'état de la technique fait moins de 20 % de l'ensemble des coûts d'investissement du projet, il n'existe aucun droit à un bonus d'aménagement des eaux. Si cette part est supérieure à 50 %, le droit au bonus complet est donné. Entre 20 % et 50 %, le calcul repose sur une interpolation linéaire selon le graphique ci-dessous. Le bonus est calculé selon une pondération sur la base des tranches au sens du ch. 3.2. Les centrales de dotation n'ont pas droit à ce bonus.



Bonus d'aménagement des eaux par classes de puissance

Classe de puissance (kW)	Bonus d'aménagement des eaux (ct./kWh)
≤10	5,5
≤50	4
≤300	3
>300	2,5

- 3.5 La rétribution effective est calculée par année civile en fonction de l'électricité mesurée au point d'injection:
 - a. jusqu'à la fin de la première année civile complète d'exploitation de l'installation, la rétribution effective est calculée en fonction de la production brute d'électricité attendue visée au ch. 5.1, let. c;
 - b. lors des années civiles suivantes, la rétribution effective est calculée en fonction de la production effective de l'année précédente.
- 3.6 La rétribution maximale, bonus compris, est de 35 ct./kWh.

4 Réduction annuelle, durée de rétribution

- 4.1 La réduction annuelle est de 0 %.
- 4.2 La durée d'amortissement et la durée de rétribution sont de 25 ans. La durée de rétribution débute à la mise en service de l'installation et se termine au 31 décembre suivant la fin de la durée d'amortissement.

5 Procédures d'annonce et de décision

5.1 Annonce

L'annonce comprend au minimum les éléments suivants:

- a. accord des propriétaires fonciers;
- b. puissance mécanique brute moyenne;
- c. production brute d'électricité attendue par année civile (en kWh);
- d. hauteur de chute brute (en m);
- e. type d'eaux utilisé (cours d'eau / autres eaux) et type de centrale;
- f. date prévue de mise en service;
- g. pour les rénovations et les agrandissements, chiffres de production des deux dernières années d'exploitation complètes avant le 1^{er} janvier 2006;
- h. pour les installations mises hors service: date d'arrêt de l'exploitation et chiffres de production des deux dernières années d'exploitation complètes avant la mise hors service;
- i. coûts d'investissement totaux du projet, ventilés selon les principales composantes; il faut en particulier présenter séparément les coûts d'investissement de l'aménagement des eaux (y compris les conduites sous pression).

5.2 Communication de l'avancement du projet

Quatre ans au plus tard après l'annonce, l'avancement du projet doit faire l'objet d'une communication. Elle comprend au minimum les éléments suivants:

- a. permis de construire, concession;
- b. prise de position du gestionnaire de réseau concernant l'annonce visée à l'art. 3i;
- c. modifications éventuelles par rapport au ch. 5.1;
- d. date prévue de mise en service.

5.3 Avis de mise en service

L'avis de mise en service est transmis au plus tard six ans après l'annonce. Il comprend au moins les éléments suivants:

- a. date de mise en service;
- b. modifications éventuelles par rapport au ch. 5.1.

6 Données d'exploitation

L'exploitant de l'installation est tenu de donner à l'office, sur demande, la possibilité de consulter les données d'exploitation de l'installation.

Appendice 1.2
(art. 3a, 3b, 3d, 3g, 3h, et 22, al. 2)

Conditions de raccordement pour le photovoltaïque

1 Définition des installations

1.1 Dispositions générales

Les installations photovoltaïques consistent en un champ de modules, un ou plusieurs onduleurs et un point d'injection. Le champ de modules peut se composer de plusieurs champs partiels semblables. Les champs partiels qui appartiennent à diverses catégories selon le ch. 2 sont réputés installations autonomes en ce qui concerne la rétribution.

1.2 Installations rénovées ou considérablement agrandies

Sont réputées rénovées ou considérablement agrandies au sens de l'art. 3a, let. b, les installations qui, par rapport aux cinq dernières années d'exploitation complètes, augmentent d'au moins 50 % leur production d'électricité.

2 Catégories

2.1. Installations isolées

Installations sans lien de construction à des bâtiments, par exemple installations montées dans des jardins ou sur des terrains en friche.

2.2. Installations ajoutées

Installations liées à la construction de bâtiments ou d'autres installations d'infrastructure et vouées exclusivement à la production d'électricité. Exemples: modules montés sur un toit de tuiles ou sur un toit plat à l'aide de systèmes de fixation.

2.3. Installations intégrées

Installations intégrées dans les constructions et qui remplissent une double fonction. Exemples: modules photovoltaïques substitués à des tuiles ou des éléments de façade, modules intégrés dans les murs anti-bruit.

3 Calcul de la rétribution

3.1 La rétribution est calculée comme suit.

Catégorie d'installation	Classe de puissance	Rétribution (ct./kWh)
Isolée	≤10 kW	65
	≤30 kW	54
	≤100 kW	51
	>100 kW	49
Ajoutée	≤10 kW	75
	≤30 kW	65
	≤100 kW	62
	>100 kW	60
Intégrée	≤10 kW	90
	≤30 kW	74
	≤100 kW	67
	>100 kW	62

3.2 S'agissant des installations d'une puissance nominale >10 kW, la rétribution est déterminée selon une pondération sur la base des tranches au sens du ch.3.1.

3.3 On se réfère à la puissance DC maximale normée du générateur d'électricité solaire pour procéder à l'attribution aux classes de puissance.

4 Réduction annuelle, durée de rétribution

4.1 Les taux de rétribution visés aux ch. 3.1 et 3.2 pour les installations nouvelles diminuent de 8 % par an dès 2010.

4.2 La durée de l'amortissement et de rétribution est de 25 ans. La durée de rétribution débute à la mise en service de l'installation et se termine au 31 décembre suivant la fin de la durée d'amortissement.

5 Procédures d'annonce et de décision

5.1 Annonce

L'annonce comprend au minimum les éléments suivants:

- catégorie de l'installation;
- puissance nominale;
- production annuelle attendue;
- accord des propriétaires fonciers;
- date prévue de mise en service.

5.2 Communication de l'avancement du projet

Six mois au plus tard après l'annonce, l'avancement du projet doit faire l'objet d'une communication. Elle comprend au minimum les éléments suivants:

- a. permis de construire, si nécessaire;
- b. prise de position du gestionnaire de réseau concernant l'annonce visée à l'art. 3*i*;
- c. modifications éventuelles par rapport au ch. 5.1.

5.3 Avis de mise en service

L'avis de mise en service est transmis dans un délai maximal de 24 mois à compter de l'annonce, pour les installations intégrées, et dans un délai maximal de 15 mois à compter de l'annonce pour toutes les autres installations. Cet avis comprend au minimum les éléments suivants:

- a. date de mise en service;
- b. procès-verbal de reprise, comprenant un descriptif technique détaillé;
- c. modifications éventuelles par rapport au ch. 5.1.

6 Données d'exploitation

L'exploitant de l'installation doit fournir à l'office, sur demande, la possibilité de consulter les données d'exploitation de l'installation.

Appendice 1.3
(art. 3a, 3b, 3d, 3g, 3h et 22, al. 2)

Conditions de raccordement pour l'énergie éolienne

1 Définition des installations

1.1 Dispositions générales

Les installations éoliennes consistent en un rotor, un dispositif de conversion, une tour, un socle et un raccordement au réseau. Si plusieurs installations éoliennes sont disposées sur un site commun (parc éolien), chaque unité comprenant un rotor, un dispositif de conversion, une tour et un socle est réputée installation autonome.

1.2 Installations rénovées ou considérablement agrandies

Sont réputées rénovées ou considérablement agrandies au sens de l'art. 3a, let. b les installations qui, comparées à la moyenne des deux dernières années d'exploitation complètes précédant le 1^{er} janvier 2006, augmentent leur production d'électricité d'au moins 20 %.

2 Catégories

2.1 Petites éoliennes

Installations fonctionnant à l'énergie éolienne d'une puissance électrique nominale de 10 kW au maximum.

2.2 Grandes éoliennes

Installations fonctionnant à l'énergie éolienne d'une puissance électrique nominale supérieure à 10 kW.

3 Calcul de la rétribution

3.1 La rétribution de l'électricité produite par les petites éoliennes est de 20 ct./kWh pendant toute la durée de rétribution.

3.2 La rétribution de l'électricité produite par les grandes éoliennes est de 20 ct./kWh pendant cinq ans à dater de leur mise en service régulière.

3.3 Au terme des cinq années prévues, la production d'électricité moyenne (rendement effectif) est comparée de la manière suivante au rendement de référence de ces installations (défini au ch. 3.4):

- a. si le rendement effectif atteint ou dépasse 150 % du rendement de référence, la rétribution est immédiatement abaissée à 17 ct./kWh jusqu'à la fin de la durée de rétribution;

- b. si le rendement effectif est inférieur à 150 % du rendement de référence, la rétribution de 20 ct./kWh est prolongée de deux mois par tranche de 0,75 % de l'écart entre le rendement effectif et 150 % du rendement de référence; la rétribution est ensuite de 17 ct./kWh jusqu'à la fin de la durée de rétribution.
- 3.4 Le rendement de référence est calculé sur la base de la caractéristique de puissance et de la hauteur de moyeu de l'éolienne effectivement choisie, compte tenu des caractéristiques de la Suisse comme site de référence. A cet égard, les quatre caractéristiques de la Suisse sont les suivantes:
1. vitesse moyenne du vent = 4,5 m/s à 50 m au-dessus du sol;
 2. profil d'altitude logarithmique;
 3. distribution de type Weibull avec $k = 2,0$;
 4. longueur de rugosité = 0,1 m.
- L'office est chargé de régler le calcul détaillé du rendement de référence par voie de directive.

4 Réduction annuelle, durée de rétribution

- 4.1 Les taux de rétribution des nouvelles installations visées aux ch. 3.1 et 3.2 diminuent de 1,5 % par an dès 2013.
- 4.2 La durée d'amortissement et la durée de rétribution sont de 20 ans. La durée de rétribution débute à la mise en service de l'installation et se termine au 31 décembre suivant la fin de la durée d'amortissement.

5 Procédures d'annonce et de décision

- 5.1 Annonce
- L'annonce comprend au minimum les éléments suivants:
- a. site de l'installation, y compris l'indication de son altitude au-dessus du niveau de la mer;
 - b. accord des propriétaires fonciers;
 - c. puissance nominale;
 - d. production annuelle attendue;
 - e. date prévue de mise en service.
- 5.2 Communication de l'avancement du projet
- Deux ans au plus tard après l'annonce, l'avancement du projet doit faire l'objet d'une communication. Elle comprend au minimum les éléments suivants:

- a. permis de construire;
- b. prise de position du gestionnaire de réseau concernant l'annonce visée à l'art. 3*i*;
- c. modifications éventuelles par rapport au ch. 5.1.

5.3 Avis de mise en service

L'avis de mise en service est transmis au plus tard cinq ans après l'annonce. Il comprend au moins les éléments suivants:

- a. désignation du type d'installation;
- b. puissance électrique nominale;
- c. hauteur du moyeu;
- d. équipements spéciaux (par exemple chauffage des pales du rotor);
- e. date de mise en service;
- f. modifications éventuelles par rapport au ch. 5.1.

6 **Données d'exploitation**

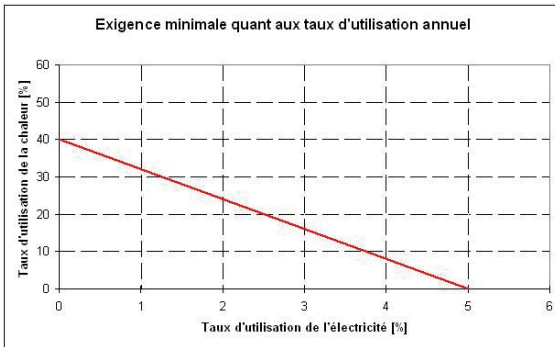
L'exploitant de l'installation est tenu de donner à l'office, sur demande, la possibilité de consulter les données d'exploitation de l'installation.

Appendice 1.4
(art. 3a, 3b, 3d, 3g, 3h et 22, al. 2)

Conditions de raccordement pour les installations géothermiques

1 Définition des installations

- 1.1 Les installations géothermiques se composent d'une partie souterraine (un ou plusieurs forages, un réservoir) et d'une partie en surface (système de conversion, distribution de l'énergie) et servent à produire de l'électricité et de la chaleur.
- 1.2 Aucun agent énergétique fossile ne peut être utilisé parallèlement à l'énergie géothermique dans la même installation géothermique pour produire de l'énergie.
- 1.3 Les installations géothermiques doivent présenter les taux d'utilisation globaux minimaux indiqués dans le graphique suivant:



Le taux d'utilisation global se rapporte à l'énergie mesurée en une année à la tête de forage.

Si l'installation présente, pendant une année civile ou pendant deux années civiles consécutives, un taux d'utilisation global inférieur de plus de 20 % au taux d'utilisation global requis dans des conditions d'exploitation normales, le droit à une rétribution couvrant les coûts s'éteint jusqu'à ce que le taux d'utilisation global minimal soit de nouveau atteint pendant une année civile.

1.4 Installations rénovées ou considérablement agrandies

Sont réputées rénovées ou considérablement agrandies au sens de l'art. 3a, let. b, les installations qui, comparées à la moyenne des deux dernières années d'exploitation complètes précédant le 1^{er} janvier 2006, augmentent leur production d'électricité de 25 % au minimum tout en maintenant au moins le même taux d'utilisation de la chaleur.

2 Calcul de la rétribution

- 2.1 Le montant de la rétribution est fonction de la puissance électrique nominale P_{el} de l'installation:

Classe de puissance P_{el}	Rétribution (ct./kWh)
≤ 5 MW	30,0
≤ 10 MW	27,0
≤ 20 MW	21,0
> 20 MW	17,0

- 2.2 S'agissant des installations d'une puissance nominale > 5 MW, la rétribution est déterminée selon une pondération sur la base des tranches au sens du ch. 2.1.

3 Réduction annuelle, durée de rétribution

- 3.1 Les taux de rétribution des nouvelles installations visés aux ch. 2.1 et 2.2 diminueront dès 2018 de 0,5 % par an.
- 3.2 La durée d'amortissement et la durée de rétribution sont de 20 ans. La durée de rétribution débute à la mise en service de l'installation et se termine au 31 décembre suivant la fin de la durée d'amortissement.

4 Procédure d'annonce et de décision

- 4.1 Annonce

L'annonce comprend au minimum les éléments suivants:

- emplacement de l'installation;
- accord des propriétaires fonciers;
- puissance électrique et thermique nominale;
- production brute annuelle attendue (électrique et thermique);
- utilisation projetée de la chaleur et accord des acheteurs de chaleur prévisibles;
- moyen de refroidissement;
- date prévue de mise en service.

- 4.2 Communication de l'avancement du projet

Trois ans au plus tard après l'annonce, l'avancement du projet doit faire l'objet d'une communication. Elle comprend au minimum les éléments suivants:

- a. permis de construire;
 - b. prise de position du gestionnaire de réseau concernant l'annonce visée à l'art. 3i;
 - c. possibilités de raccordement pour l'énergie thermique;
 - d. modifications éventuelles par rapport au ch. 4.1.
- 4.3 Avis de mise en service
- L'avis de mise en service est transmis au plus tard six ans après l'annonce. Il comprend au moins les éléments suivants:
- a. date de mise en service;
 - b. modifications éventuelles par rapport au ch. 4.1.

5 Données d'exploitation

L'exploitant de l'installation est tenu de donner à l'office, sur demande, la possibilité de consulter les données d'exploitation de l'installation.

Appendice 1.5
(art. 3a, 3b, 3d, 3g, 3h et 22, al. 2)

Conditions de raccordement pour les installations de biomasse

1 Notions

- 1.1 Biomasse: toute matière organique qui est produite directement ou indirectement par la photosynthèse et qui n'a pas été transformée lors de processus géologiques. L'appellation biomasse recouvre aussi tous les produits dérivés, les sous-produits, les résidus et les déchets dont la teneur énergétique provient de la biomasse.
- 1.2 Plantes énergétiques: plantes cultivées principalement dans le but de produire de l'énergie.
- 1.3 Gaz biogène: gaz produit à partir de la biomasse selon le ch. 1.1.

2 Définition des installations

- 2.1 Usines d'incinération des ordures ménagères (UIOM)
Installations destinées à la valorisation thermique des déchets urbains issus des ménages, des arts et métiers et de l'industrie au sens de l'art. 3 al. 1 de l'ordonnance du 10 décembre 1990 sur le traitement des déchets (OTD)³¹.
- 2.2 Installations d'incinération des boues
Installations destinées à la valorisation thermique des boues de la biomasse (boues d'épuration, boues de papier, boues provenant de l'industrie alimentaire).
- 2.3 Installations au gaz d'épuration et au gaz de décharge
Installations destinées à utiliser le gaz d'épuration des stations d'épuration des eaux usées ou le gaz de décharge.
- 2.4 Autres installations de biomasse
Tout dispositif technique autonome destiné à produire de l'électricité à partir de la biomasse. Généralement, les installations destinées à produire de l'énergie à partir de la biomasse opèrent selon des processus à plusieurs niveaux, qui comprennent notamment les stades suivants:
 - a. réception et traitement préalable du combustible ou du substrat;
 - b. premier niveau de conversion (transformation de la biomasse en un produit intermédiaire par des procédés thermochimiques, physico-chimiques ou biologiques);

³¹ RS 814.600

- c. deuxième niveau de conversion (transformation du produit intermédiaire en électricité et en chaleur au moyen d'une installation de couplage chaleur-force);
- d. traitement ultérieur des substances résiduelles et des sous-produits.

3 UIOM

3.1 Installations rénovées ou considérablement agrandies

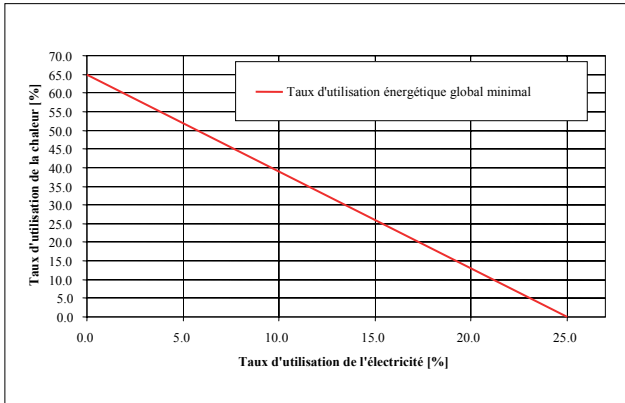
Sont réputées rénovées ou considérablement agrandies au sens de l'art. 3a, let. b, les installations qui, par rapport à la moyenne des deux dernières années d'exploitation complètes précédant le 1^{er} janvier 2006, augmentent d'au moins 25 % leur taux d'utilisation de l'électricité tout en conservant au moins le même taux d'utilisation de la chaleur.

3.2 Part renouvelable

50 % de la quantité d'énergie produite est comptabilisée comme renouvelable.

3.3 Exigences minimales en termes d'énergie

Le taux d'utilisation énergétique global doit satisfaire aux valeurs minimales indiquées dans le graphique suivant:



Si le taux d'utilisation de la chaleur est inférieur de plus de 20 %, pendant une année civile ou pendant plus de deux années consécutives, au taux d'utilisation de la chaleur requis, le droit à la rétribution couvrant les coûts disparaît jusqu'à ce que le taux minimal d'utilisation énergétique global soit de nouveau atteint pendant une année civile.

Les taux d'utilisation sont toujours déterminés pour l'ensemble d'une année civile.

Calcul du taux d'utilisation de l'électricité: la production électrique totale (à partir du générateur) est divisée par la quantité d'énergie introduite dans la chaudière. La teneur énergétique des ordures se calcule à partir des quantités de vapeur et des paramètres de celle-ci.

Calcul du taux d'utilisation de la chaleur: la quantité totale de chaleur utilisée (déterminée par mesurage) est divisée par la quantité d'énergie introduite dans la chaudière. La teneur énergétique des ordures se calcule à partir des quantités de vapeur et des paramètres de celle-ci.

3.4 Exigences écologiques minimales

L'office peut définir des exigences écologiques minimales par voie de directives.

3.5 Rétribution

La rétribution se détermine par la formule suivante:

Rétribution = 2 × coûts de revient de l'électricité – prix du marché.

La rétribution est fixée chaque année pour l'année suivante sur la base des valeurs moyennes des taux d'utilisation de la chaleur de l'année écoulée.

Taux d'utilisation de la chaleur	Coûts de revient de l'électricité (ct./kWh)
0 %	10
60 %	12,5

Les coûts de revient de l'électricité pour les autres taux d'utilisation de la chaleur sont interpolés linéairement à partir des valeurs ci-dessus.

3.6 Réduction annuelle, durée de rétribution:

- la réduction annuelle est de 0 %;
- la durée d'amortissement et la durée de rétribution sont de 20 ans. La durée de rétribution débute à la mise en exploitation de l'installation et se termine au 31 décembre suivant la fin de la durée d'amortissement.

3.7 Combustion de vieux bois dans les UIOM

Si une UIOM reçoit au moins 5 % en masse de vieux bois en sus (par rapport à la quantité de déchets introduite), on alloue à l'installation concernée pour l'électricité ainsi produite, au prorata, la rétribution prévue pour les autres installations de biomasse, pour autant que l'UIOM remplisse les conditions énergétiques minimales posées aux cycles vapeur dans les autres installations de biomasse.

3.8 Procédure d'annonce et de décision

3.8.1 Annonce

L'annonce doit contenir au minimum les éléments suivants:

- a. projet montrant si les conditions prévues à l'art. 3a et au ch. 3 sont remplies;
- b. volumes de combustibles introduits;
- c. puissance électrique installée (kW_{el});
- d. production brute d'électricité et de chaleur (kWh) attendue par année civile,
- e. date prévue de mise en service.

3.8.2 Communication de l'avancement du projet

Au plus tard deux ans après l'annonce, l'avancement du projet doit faire l'objet d'une communication. Elle comprend au moins les éléments suivants:

- a. permis de construire;
- b. prise de position du gestionnaire de réseau concernant l'annonce visée à l'art. 3i;
- c. modifications éventuelles par rapport au ch. 3.8.1;
- d. date de mise en service.

3.8.3 Avis de mise en service

L'avis de mise en service est transmis au plus tard quatre ans après l'annonce. Il comprend au moins les éléments suivants:

- a. modifications éventuelles par rapport au ch. 3.8.1;
- b. date de mise en service.

3.9 Données d'exploitation

L'exploitant de l'installation est tenu de donner à l'office, sur demande, la possibilité de consulter les données d'exploitation de l'installation.

4 Installations d'incinération des boues

4.1 Installations rénovées ou considérablement agrandies

Sont réputées considérablement agrandies ou rénovées au sens de l'art. 3a, let. b les installations qui, par rapport à la moyenne des deux dernières années d'exploitation complètes précédant le 1^{er} janvier 2006, augmentent d'au moins 25 % leur taux d'utilisation de l'électricité tout en conservant au moins le même taux d'utilisation de la chaleur.

4.2 Exigences posées aux boues et à la combustion

Seules des boues déshydratées ou des boues asséchées à l'aide d'énergies renouvelables peuvent être utilisées.

Seuls des combustibles additionnels renouvelables sont autorisés.

4.3 Exigences énergétiques minimales

Les exigences visées au ch. 3.3 s'appliquent.

4.4 Exigences écologiques minimales

L'office peut définir des exigences écologiques minimales par voie de directives.

4.5 Rétribution

La rétribution est fixée chaque année pour l'année suivante sur la base des valeurs annuelles moyennes du taux d'utilisation de la chaleur durant l'année écoulée.

Taux d'utilisation de la chaleur	Rétribution (ct./kWh)
0 %	10
60 %	12,5

Les rétributions pour les autres taux d'utilisation de la chaleur sont interpolés linéairement à partir des valeurs ci-dessus.

4.6 Réduction annuelle, durée de rétribution

- La réduction annuelle est de 0 %.
- La durée d'amortissement et la durée de rétribution sont de 20 ans. La durée de rétribution débute à la mise en service de l'installation et se termine au 31 décembre suivant la fin de la durée d'amortissement.

4.7 Procédure d'annonce et de décision

Les exigences visées au ch. 3.8 s'appliquent.

4.8 Données d'exploitation

Les exigences visées au chiffre 3.9 s'appliquent.

5 Installation au gaz d'épuration et au gaz de décharge

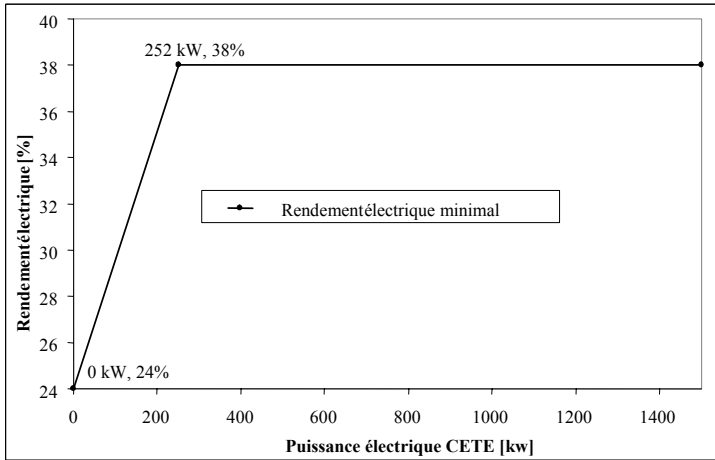
5.1 Installations rénovées ou considérablement agrandies

Sont réputées considérablement agrandies ou rénovées au sens de l'art. 3a, let. b les installations qui, par rapport à la moyenne des deux dernières années d'exploitation complètes précédant le 1^{er} janvier 2006, augmentent d'au moins 25 % leur taux d'utilisation de l'électricité.

5.2 Exigences énergétiques minimales

Le chauffage du bassin de fermentation doit être assuré par les rejets de chaleur.

L'installation CCF doit atteindre un rendement électrique minimal correspondant au graphique suivant:



La valeur doit être atteinte selon les données du producteur pour le gaz d'épuration et dans le respect des exigences visées à l'annexe 2, ch. 82, de l'ordonnance du 16 décembre 1985 sur la protection de l'air (OPair)³².

5.3 S'agissant de l'exploitation énergétique de cosubstrats, l'office peut définir des exigences écologiques supplémentaires par voie de directives.

5.4 Rétribution pour le gaz d'épuration

La rétribution se calcule selon la formule suivante:

Rétribution en ct./kWh = $193,29 x^{-0,2012}$ (x = nombre d'équivalents-habitants de la station d'épuration des eaux usées)

La rétribution maximale est de 24 ct./kWh.

5.5 Rétribution pour le gaz de décharge

La rétribution se calcule selon la formule suivante:

Rétribution en ct./kWh = $60,673 x^{-0,2853}$ (x = puissance électrique de la centrale à énergie totale équipée, en kW)

La rétribution maximale est de 20 ct./kWh.

5.6 Si du gaz d'épuration ou du gaz de décharge est injecté dans le réseau de gaz naturel pour produire de l'électricité dans un lieu autre que celui où il a été produit, la rétribution répond aux dispositions prévues au ch. 6.6.

³² RS 814.318.142.1

5.7 Réduction annuelle, durée de rétribution

Les taux de rétribution pour les nouvelles installations diminuent de 1 % par an dès 2010.

La durée d'amortissement et la durée de rétribution sont de 20 ans. La durée de rétribution débute à la mise en service de l'installation et se termine au 31 décembre suivant la fin de la durée d'amortissement.

5.8 Procédure d'annonce et de décision

5.8.1 Annonce

L'annonce comprend au minimum les éléments suivants:

- a. projet montrant si les conditions visées à l'art. 3a, ch. 5.1 à 5.3 sont remplies;
- b. types et volumes des biomasses utilisées pour produire de l'énergie;
- c. puissance électrique installée (kW_{el});
- d. production brute d'électricité et de chaleur (kWh) attendue par année civile;
- e. date prévue de mise en service;
- f. équivalents-habitants de l'installation d'épuration.

5.8.2 Communication de l'avancement du projet

Deux ans au plus tard après l'annonce, l'avancement du projet doit faire l'objet d'une communication. Elle comprend au minimum les éléments suivants:

- a. permis de construire;
- b. prise de position du gestionnaire de réseau concernant l'annonce visée à l'art. 3i;
- c. modifications éventuelles par rapport au ch. 5.8.1;
- d. date prévue de la mise en service.

5.8.3 Avis de mise en service

L'avis de mise en service est transmis au plus tard quatre ans après l'annonce. Il comprend au minimum les éléments suivants:

- a. modifications éventuelles par rapport au ch. 5.8.1;
- b. date de mise en service.

5.9 Données d'exploitation

L'exploitant de l'installation est tenu de donner à l'office, sur demande, la possibilité de consulter les données d'exploitation de l'installation.

6 Autres installations de biomasse

6.1 Installations rénovées ou considérablement agrandies

Sont réputées considérablement agrandies ou rénovées au sens de l'art. 3a, let. b, les installations qui, tout en conservant au moins le même taux d'utilisation de la chaleur, évoluent comme suit par rapport à la moyenne des deux dernières années d'exploitation complètes précédant le 1^{er} janvier 2006:

- a. cycle vapeur:
augmentation du taux d'utilisation électrique moyen d'au moins 25 %;
- b. autres installations de couplage chaleur-force:
augmentation de la production d'électricité d'au moins 25 %.

Les installations qui passent des combustibles fossiles aux combustibles renouvelables sans que soient effectués des investissements selon l'art. 3a, let. a, ne sont pas réputées notablement agrandies ou rénovées.

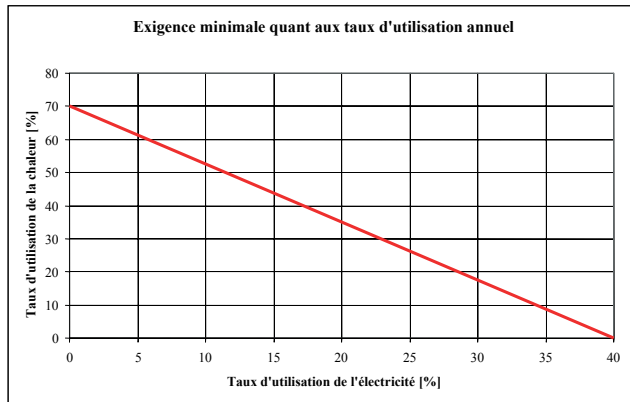
6.2 Exigences générales minimales

- a. Biomasse autorisée
Biomasse selon le ch. 1.1, pour autant que ne soient pas utilisées des substances visées à la let. b.
- b. Biomasse non autorisée
 1. biomasse asséchée à l'aide d'énergies fossiles,
 2. tourbe,
 3. déchets urbains non triés issus des ménages, des arts et métiers et de l'industrie, de même que les déchets similaires valorisés dans les UIOM,
 4. alluvions et sédiments des cours d'eau,
 5. textiles,
 6. gaz de décharge,
 7. gaz d'épuration, boues brutes de STEP.

6.3 Exigences énergétiques minimales

Si le taux d'utilisation énergétique global est inférieur de plus de 20 %, pendant une année civile ou pendant deux années civiles consécutives, au taux d'utilisation énergétique global requis, le droit à une rétribution couvrant les coûts s'éteint jusqu'à ce que le taux d'utilisation énergétique global minimal soit de nouveau atteint pendant une année civile.

- a. Cycles vapeur
 1. Les cycles vapeur, en particulier les installations ORC («Organic Rankine Cycle»), les turbines à vapeur et les moteurs à vapeur doivent présenter un taux d'utilisation énergétique global minimal correspondant au graphique suivant:



2. Le calcul du taux d'utilisation énergétique global se rapporte au pouvoir calorifique inférieur du combustible introduit.
 Calcul du taux d'utilisation de l'électricité: production totale d'électricité divisée par la quantité d'énergie introduite.
 Calcul du taux d'utilisation de la chaleur: quantité de chaleur utilisée divisée par la quantité d'énergie introduite.
 - b. Autres installations de couplage chaleur-force, en particulier les centrales à énergie totale équipée, les (micro-) turbines à gaz, les piles à combustibles et les moteurs Stirling
 1. Installations valorisant en majeure partie des déchets biogènes, des substances résiduelles, des engrais de ferme et des résidus de moisson:
 - le taux d'efficacité électrique de l'installation CCF doit répondre aux exigences prévues au ch. 5.2;
 - le besoin en chaleur de l'installation productrice d'énergie (p. ex. chauffage des digesteurs) doit être couvert par les rejets de chaleur de l'installation CCF ou par le recours à d'autres énergies renouvelables.
 2. Autres installations:
 - le taux d'efficacité électrique de l'installation CCF doit répondre aux exigences prévues au ch. 5.2;
 - la part de la chaleur utilisée en externe (c'est-à-dire sans consommation propre de l'installation productrice d'énergie), doit être d'au moins 50 % par rapport à la production brute de chaleur.
- 6.4 Exigences écologiques minimales
- L'office peut définir des exigences écologiques minimales par voie de directives.

6.5 Calcul de la rétribution

- a. La puissance déterminante pour fixer la rétribution est la puissance équivalente. Elle correspond au quotient entre la quantité d'énergie électrique à reprendre pendant l'année civile considérée (en kWh) et la somme des heures de cette même année civile, dont on déduit les heures pleines précédant la mise en service ou suivant la mise hors exploitation de l'installation.
- b. L'électricité mesurée au point d'injection est déterminante pour calculer la puissance équivalente, qui sert quant à elle au calcul de la rétribution de base. Les taux de rétribution prennent en compte le besoin propre en électricité de l'installation.
- c. La rétribution de base est déterminée selon une pondération sur la base des tranches suivantes:

Classe de puissance	Rétribution de base (ct./kWh)
≤50kW	24
≤100kW	21,5
≤500kW	19
≤5MW	16
>5MW	15

- d. Bonus pour le bois: 3 ct./kWh sont alloués pour l'utilisation énergétique du bois.
- e. Un bonus pour la biomasse issue de l'agriculture est alloué si on emploie:
 1. de l'engrais de ferme (purin et fumier provenant de l'élevage) avec des résidus de récolte et des substances résiduelles provenant de la production agricole ou des excédents et des produits agricoles déclassés; et
 2. si la proportion de cosubstrats non agricoles et de plantes énergétiques est ≤20 % (de la masse de matière fraîche).
- f. Le bonus agricole est déterminé selon une pondération sur la base des tranches suivantes:

Classe de puissance	Bonus pour la biomasse agricole (ct./kWh)
≤50 kW	15
≤100 kW	13,5
≤500 kW	11
≤5 MW	4
>5 MW	0

- g. On ne peut pas cumuler les bonus visés aux let. d et e.
 - h. Un bonus de 2 ct./kWh pour l'utilisation externe de la chaleur (bonus CCF) est alloué pour les autres installations CCF selon le ch. 6.3, let. b, si l'utilisation externe de la chaleur dépasse au moins de 20 % les exigences minimales (par rapport à la production brute de chaleur).
- 6.6 Si du gaz biogène est injecté dans le réseau de gaz naturel et utilisé pour la production d'électricité dans un lieu autre que celui où il a été produit, la rétribution est de 15 ct./kWh; les exigences minimales prévues au ch. 6.3, let. b, au ch. 2 et au ch. 6.4 s'appliquent; de plus, il convient de s'assurer qu'une organisation privée tient un registre sur l'origine du gaz, le respect des exigences minimales, les quantités injectées et l'utilisation visée.
- 6.7 Rétribution effective
- La rétribution effective est calculée par année civile en fonction de l'électricité effectivement mesurée au point d'injection:
- a. jusqu'à la fin de la première année civile complète pendant laquelle l'installation est en exploitation, la rétribution effective est calculée en fonction de la production brute d'électricité attendue visée au ch. 6.9.1, let. c;
 - b. lors des années civiles suivantes, la rétribution effective est calculée en fonction de la production effective de l'année précédente.
- 6.8 Réduction annuelle, durée de rétribution
- a. La réduction annuelle est de 0 %.
 - b. La durée d'amortissement et la durée de rétribution sont de 20 ans. La durée de rétribution débute à la mise en service de l'installation et se termine au 31 décembre suivant la fin de la durée d'amortissement.
- 6.9 Procédure d'annonce et de décision
- 6.9.1 Annonce
- L'annonce comprend au minimum les éléments suivants:
- a. projet montrant si les conditions visées à l'art. 3a et aux ch. 6.2 à 6.4 sont remplies;
 - b. puissance nominale électrique et thermique;
 - c. production brute d'électricité et de chaleur (kWh) attendue et utilisation externe de chaleur attendue par année civile;
 - d. types et quantités des biomasses utilisées pour la production énergétique;
 - e. type, quantité et pouvoir calorifique inférieur moyen du produit intermédiaire;
 - f. date prévue de mise en service.

6.9.2 Communication de l'avancement du projet

Deux ans au plus tard après l'annonce, l'avancement du projet doit faire l'objet d'une communication. Elle comprend au minimum les éléments suivants:

- a. permis de construire;
- b. prise de position du gestionnaire de réseau concernant l'annonce visée à l'art. 3*i*;
- c. modifications éventuelles par rapport au ch. 6.9.1;
- d. date prévue de mise en service.

6.9.3 Avis de mise en service

L'avis de mise en service est transmis au plus tard quatre ans après l'annonce. Il comprend au moins les éléments suivants:

- a. modifications éventuelles par rapport au ch. 6.9.1;
- b. date de mise en service.

6.10 Données d'exploitation

L'exploitant de l'installation est tenu de donner à l'office, sur demande, la possibilité de consulter les données d'exploitation de l'installation.

Couverture des risques pour les installations géothermiques

1 Exigences minimales posées aux installations géothermiques

- 1.1 Les installations géothermiques doivent présenter des taux d'utilisation globaux minimaux selon l'appendice 1.4, ch. 1.3.
- 1.2 Les installations géothermiques doivent présenter en moyenne annuelle un taux d'utilisation de l'électricité d'au moins 1,5 %.
Le taux d'utilisation de l'électricité se rapporte à l'énergie mesurée à la tête de forage.
- 1.3 Aucun agent énergétique fossile ne peut être utilisé parallèlement à de l'énergie géothermique dans la même installation géothermique.

2 Couverture des coûts

- 2.1 La caution contre les risques liés aux installations géothermiques couvre au maximum 50 % des coûts de forage et de test du projet.
- 2.2 Sont assimilables aux coûts de forage et de test les coûts concernant:
 - a. la préparation du site de forage et la démobilisation;
 - b. les coûts de forage, y compris le tubage et la cimentation, pour tous les forages de production, d'injection et d'exploration prévus;
 - c. les mesures de forage, y compris l'instrumentation;
 - d. les essais de pompes;
 - e. la stimulation des réservoirs;
 - f. les tests de circulation;
 - g. les analyses chimiques;
 - h. l'accompagnement géologique.

3 Procédure

- 3.1 Demande
La demande doit en particulier comporter les informations suivantes:
 - a. l'emplacement de l'installation, les conditions géologiques et hydrologiques locales et leurs données de base;
 - b. les propriétés aquifères ou de réservoir pronostiquées et les études qui les étayent;

- c. le taux de production pronostiqué, la température du fluide et sa minéralisation ainsi que les études étayant ces données;
- d. la définition des critères de succès, de succès partiel ou d'échec quant au taux de production, à la température du fluide et à sa minéralisation;
- e. le programme détaillé des forages et des tests;
- f. la puissance de l'installation et la production d'énergie électrique et thermique attendues;
- g. l'utilisation projetée de l'énergie et sa faisabilité en cas de succès et en cas de succès partiel;
- h. les acheteurs d'électricité et de chaleur prévus en cas de succès et en cas de succès partiel;
- i. l'utilisation prévue des forages en cas d'échec;
- j. la forme juridique prévue et l'identité de la société d'exploitation;
- k. le financement du projet durant la phase des forages et des tests, durant le développement et pendant l'exploitation.

3.2 Traitement de la demande

- a. La société nationale du réseau de transport annonce la réception de la demande à l'office.
- b. L'office désigne un groupe d'experts indépendant.
- c. Ce groupe d'experts examine et évalue la demande en particulier sous les angles suivants:
 - 1. taux de production, température et minéralisation du fluide pronostiqués;
 - 2. niveau technique du programme de forage, de stimulation et de test;
 - 3. faisabilité de l'utilisation prévue de l'énergie en cas de succès ou de succès partiel.
- d. Le groupe d'experts fournit à la société nationale du réseau de transport une recommandation quant à l'octroi ou au refus de la demande. En cas d'évaluation positive de la demande, il donne à la société nationale du réseau de transport une recommandation quant aux critères de succès, de succès partiel ou d'échec à adopter (taux de production, température et minéralisation du fluide) et au montant de la caution à accorder.
- e. La société nationale du réseau de transport examine si le projet peut s'intégrer dans le montant maximal des suppléments prévus à l'art. 7a, al. 4, de la loi.
- f. Elle donne au requérant une décision de principe contraignante quant à l'octroi d'une caution en cas d'échec complet ou partiel et lui indique quel serait le montant de celle-ci selon le cas.
- g. Elle notifie cette décision à l'office.

- 3.3 Réalisation du projet et décision concernant la caution
 - a. L'office désigne un spécialiste indépendant comme accompagnateur du projet.
 - b. Le responsable du projet réalise les forages et les tests prévus. L'accompagnateur du projet suit le projet durant la phase des forages et des tests. Il surveille les travaux de forage, de stimulation et les tests. Il évalue les résultats des tests et il établit un rapport pour le groupe d'experts.
 - c. Au terme des travaux, le groupe d'experts examine les résultats des forages et des tests et évalue ces derniers sous l'angle du succès, du succès partiel ou de l'échec.
 - d. La société nationale du réseau de transport communique le résultat de l'évaluation au responsable du projet par une décision contraignante; elle lui notifie en particulier le succès, le succès partiel ou l'échec ainsi que le montant de la caution à verser.
- 3.4 Le groupe d'experts est habilité à recourir à d'autres spécialistes.

*Appendice 2.1***Exigences applicables à la mise en circulation des chauffe-eau, des réservoirs d'eau chaude et des accumulateurs de chaleur**

L'appendice 2.1 est modifié comme suit:

Ch. 1.2 et 1.3

- 1.2 Les chauffe-eau, réservoirs d'eau chaude et accumulateurs de chaleur spécialement conçus pour utiliser l'énergie solaire ou la chaleur ambiante ne sont soumis à aucune procédure d'expertise énergétique. Ils doivent toutefois satisfaire aux exigences applicables à la mise en circulation (ch. 2.1 et 2.2). Le respect de ces exigences doit être attesté. Le département règle les détails.
- 1.3 Les chauffe-eau, réservoirs d'eau chaude et accumulateurs isolés sur place, les chauffe-eau à circulation ou à réservoir directement chauffés au gaz, les raccordements (pompes, armatures, etc.) entre générateurs de chaleur et les installations ainsi que les appareils mentionnés au ch. 1.1 ne sont soumis à aucune procédure d'expertise énergétique.

Ch. 2.1, phrase introductive

- 2.1 Les installations et appareils mentionnés aux ch. 1.1 et 1.2 ne peuvent être mis en circulation que s'ils satisfont aux critères ci-après:

Ch. 2.3, phrase introductive

- 2.3 Pour les installations et appareils mentionnés au ch. 1.1, la mesure est soumise aux conditions suivantes:

Appendice 2.3

(art. 7, al. 1 et 2, 10, al. 1 à 4, 11, al. 1, et 21a, al. 1, let. c)

Exigences applicables à la mise en circulation des lampes domestiques alimentées par le réseau électrique (sources de lumière)**1 Champ d'application**

- 1.1 Le présent appendice s'applique aux lampes domestiques alimentées par le réseau électrique (lampes à incandescence et lampes fluorescentes compactes à ballast intégré) ainsi qu'aux lampes fluorescentes domestiques (y compris les lampes fluorescentes à culot unique ou à deux culots et les lampes fluorescentes compactes sans ballast intégré), même lorsqu'elles sont commercialisées pour un usage non domestique.
- 1.2 Ne sont pas concernées:
- les lampes produisant un flux lumineux supérieur à 6500 lumens (lm);
 - les lampes dont la puissance absorbée est inférieure à 4 watts (W);
 - les lampes à réflecteur;
 - les lampes commercialisées principalement pour une utilisation avec d'autres sources d'énergie, telles que les piles;
 - les lampes commercialisées pour une fonction principale autre que la production de lumière visible (entre 400 et 800 nm);
 - les lampes commercialisées en tant que partie d'un appareil dont la fonction principale n'est pas l'éclairage. Toutefois, lorsque la lampe est proposée à la vente, en location, en location-vente ou exposée séparément, par exemple en tant que pièce détachée, le présent appendice s'applique.

2 Exigences applicables à la mise en circulation

- 2.1 Les lampes visées au ch. 1.1 peuvent être mises en circulation si elles correspondent au moins à la classe d'efficacité énergétique E conformément à la directive 98/11/CE de la Commission européenne du 27 janvier 1998 relative à l'indication de la consommation d'énergie des lampes domestiques³³.
- 2.2 Ne sont pas concernées par les exigences mentionnées au ch. 2.1:
- les lampes faisant partie d'un appareil dont la fonction principale n'est pas de produire de la lumière;

³³ JO L 71 du 10.03.1998, p. 1

Le texte de la directive peut être obtenu aux conditions prévues dans l'O du 23 nov. 2005 sur les émoluments des publications (RS 172.041.11) auprès de l'OFCL, Vente des publications fédérales, CH-3003 Berne, ou auprès du Centre suisse d'information sur les règles techniques (switec), Mühlebachstr. 54, 8008 Zurich

- b. les ampoules décoratives³⁴ dont la consommation ne dépasse pas 60 W (nombre de pièces par modèle limité à 10 000 par an);
- c. les lampes spéciales³⁵ en nombre réduit;
- d. les lampes soffite aux fins de remplacement.

2.3 Il est interdit de mettre en circulation des douilles de lampe pour lesquelles ne seraient pas proposées de lampes satisfaisant au moins à la classe d'efficacité énergétique E. Ce point concerne particulièrement les douilles de lampes soffite.

3 Procédure d'expertise énergétique

La consommation énergétique et les autres propriétés des lampes mentionnées sous ch. 1.1 sont mesurées selon la norme européenne EN 50285.

4 Déclaration de conformité

La déclaration de conformité comprend les éléments suivants:

- a. le nom et l'adresse du producteur ou de son représentant établi en Suisse;
- b. une description de la lampe;
- c. une déclaration attestant que la lampe considérée satisfait aux exigences visées au ch. 2;
- d. le nom et l'adresse de la personne qui signe la déclaration de conformité pour le producteur ou pour son représentant établi en Suisse.

5 Dossier technique

Le dossier technique comprend les éléments suivants:

- a. une description générale de la lampe;
- b. les projets, croquis et plans de production, en particulier de pièces, sous-groupes de montage et circuits de commutation;
- c. les descriptions et explications nécessaires pour comprendre lesdits croquis et plans ainsi que le fonctionnement du produit;
- d. une liste des normes entièrement ou partiellement appliquées et une description des solutions adoptées pour satisfaire aux exigences visées au ch. 2;

³⁴ On entend par ampoule décorative les ampoules dotées d'un filament incandescent visible et décoratif, les ampoules de couleur et les ampoules dont la forme est spécialement décorative.

³⁵ Les lampes spéciales visées par cette exception sont les lampes destinées à des usages spéciaux pour lesquelles il n'existe pas d'ampoule au sens du ch. 2.1 vu leur nombre limité.

- e. les résultats des calculs de conception et des contrôles;
- f. les rapports d'expertise propres ou rédigés par des tiers.

6 Laboratoire d'essai

L'office reconnaît un centre en tant que laboratoire d'essai (art. 21a, al. 1, let. c) lorsque celui-ci:

- a. est franc de tout intérêt commercial, financier ou autre qui pourrait nuire aux résultats de l'expertise;
- b. emploie du personnel suffisamment formé et expérimenté;
- c. dispose de locaux et d'équipements appropriés;
- d. entretient un système de documentation adéquat;
- e. garantit que les données restent secrètes lorsque le maintien du secret constitue un intérêt digne de protection.

7 Indication de la consommation d'énergie et marquage

7.1 L'indication de la consommation d'énergie et le marquage sont conformes:

- a. à la directive 92/75/CEE du Conseil du 22 septembre 1992 concernant l'indication de la consommation des appareils domestiques en énergie et en autres ressources par voie d'étiquetage et d'informations uniformes relatives aux produits³⁶; et
- b. à la directive 98/11/CE de la Commission, du 27 janvier 1998 portant modalités d'application de la directive 92/75/CEE du Conseil en ce qui concerne l'indication de la consommation d'énergie des lampes domestiques³⁷.

7.2 Quiconque met en circulation des lampes domestiques doit veiller à ce que l'étiquette-énergie figure sur les modèles d'exposition desdits appareils, sur l'emballage et sur les documents de vente (prospectus, mode d'emploi, etc.).

8 Disposition transitoire

Les appareils non conformes au présent appendice doivent être retirés du marché le 31 décembre 2008 au plus tard.

³⁶ JO L 297 du 13.10.1992, p. 16.

³⁷ JO L 45 du 17.2.1994, p.1, modifié par la directive 2003/66/CE (JO L 170 du 9.7.2003, p. 10).

Le texte des directives peut être obtenu aux conditions fixées dans l'O du 23 nov. 2005 sur les émoluments des publications (RS 172.041.11) auprès de l'OFCL, Vente des publications fédérales, 3003 Berne, ou auprès du Centre suisse d'information sur les règles techniques (switec), Mühlebachstr. 54, 8008 Zurich.

Appendice 3.6

L'appendice 3.6 est modifié comme suit:

Indications relatives à la consommation de carburant et aux émissions de CO₂ des automobiles neuves

- 2.1.2 Lorsque des mélanges de carburants (essence, diesel, gaz naturel) incorporant des biocarburants sont offerts sur tout le territoire, il est nécessaire d'indiquer pour les véhicules neufs qui peuvent être alimentés par ces mélanges les émissions de CO₂ différenciées en fonction des parts effectives et de la part ayant une incidence sur le climat.
 - 2.1.2.1 La part de biocarburant incorporée à ce moment-là dans le mélange doit être indiquée en pour-cent conformément aux figures 2 à 4 et 6 à 8. Les émissions de CO₂ et leur valeur moyenne doivent être indiquées en grammes par kilomètre.
 - 2.1.2.2 Pour calculer les émissions de CO₂ ayant une incidence sur le climat, il convient de soustraire la part de biocarburant des émissions de CO₂ du modèle.
- 2.1.3. Le département détermine la part de biocarburant ainsi que les émissions moyennes de CO₂ de tous les véhicules proposés à la vente dès que les fournisseurs de carburant donnent la preuve que leur offre s'étend sur l'ensemble du territoire.

Appendice 4
(Art. 1c)

Exigences concernant la comptabilité électrique et le marquage de l'électricité

1 Comptabilité électrique pour les entreprises soumises aux obligations de marquage et d'information

- 1.1 La comptabilité électrique doit présenter les données nécessaires à l'exécution des obligations de marquage et d'information (art. 1a et 1b).
- 1.2 L'année civile précédente est l'année de référence de la comptabilité électrique.
- 1.3 Les agents énergétiques doivent être mentionnés comme suit:

Catégories principales obligatoires	Sous-catégories
Energies renouvelables	
– Energie hydraulique	
– Autres énergies renouvelables	Energie solaire
	Energie éolienne
	Biomasse ^a
	Géothermie
Courant au bénéfice de mesures d'encouragement ^b	
Energies non renouvelables	
– Energie nucléaire	
– Energies fossiles	Pétrole
	Gaz naturel
	Charbon
Déchets ^c	
Agents énergétiques non vérifiables	

^a Biomasse solide et liquide ainsi que biogaz

^b Selon art. 7a de la loi

^c Déchets dans les usines d'incinération des ordures ménagères et les décharges

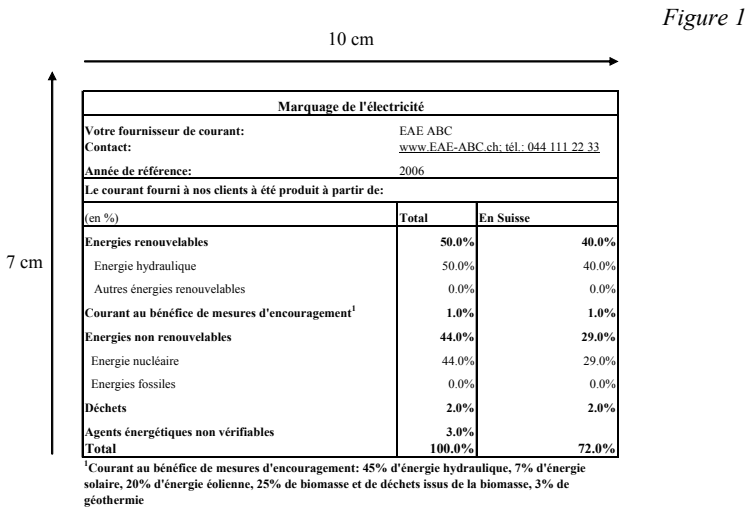
- 1.4 Si des agents énergétiques doivent être comptabilisés dans les catégories principales «Autres énergies renouvelables» et «Energies fossiles», toutes les sous-catégories afférentes doivent être mentionnées.
- 1.5 L'affectation à une catégorie se fonde sur l'attestation correspondante, c'est-à-dire le contrat, l'attestation selon l'art. 1d, l'attestation d'origine, le certificat ou l'indication de consommation du compteur de l'installation de production. L'attestation doit pouvoir être présentée lors de contrôles subséquents.
- 1.6 La quantité d'électricité visée à l'art. 7a de la loi est affectée à la catégorie principale «Courant au bénéfice de mesures d'encouragement». La part respective des agents énergétique dont cette électricité est issue doit être indiquée dans une note.
- 1.7 En l'absence d'attestation ou si le type de production et l'origine ne peuvent être établis exactement, le volume d'électricité concerné doit être affecté à la catégorie principale «Agents énergétiques non vérifiables».
- 1.8 L'origine de l'électricité (part produite en Suisse) est indiquée pour chaque catégorie, sauf pour la catégorie principale «Agents énergétiques non vérifiables».
- 1.9 Si la part des «Agents énergétiques non vérifiables» est supérieure à 20 %, une explication doit être fournie. L'office règle les détails dans l'instrument d'exécution visé au ch. 1.11.
- 1.10 L'électricité que l'entreprise ne fournit pas directement à ses propres consommateurs finaux doit être déduite du calcul du mix de fournisseurs. Cela s'applique notamment aux livraisons d'électricité convenues par contrat, concernant une ou plusieurs catégories d'agents énergétiques, à des revendeurs suisses ou étrangers ou encore à des consommateurs finaux étrangers.
- 1.11 En collaboration avec les entreprises du secteur de l'électricité, l'office élabore un instrument d'exécution de la comptabilité électrique.

2 Marquage pour les entreprises soumises à l'obligation de marquage

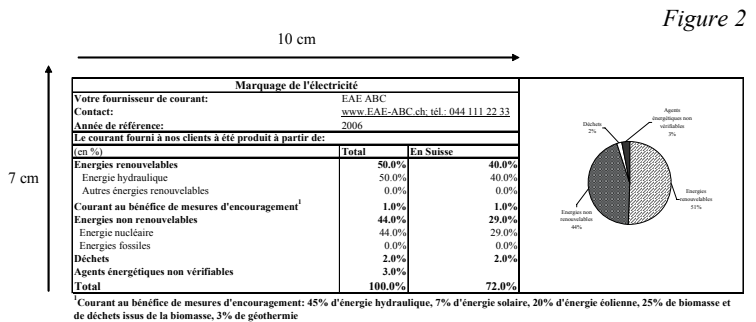
- 2.1 Le marquage à l'intention des consommateurs finaux est effectué au moins une fois par année civile, sur la facture d'électricité qui leur est envoyée ou en annexe. Des publications supplémentaires sont autorisées.
- 2.2 Les entreprises soumises à l'obligation de marquage sont tenues d'informer les consommateurs finaux même lorsque la facture d'électricité est fournie par une autre entreprise.
- 2.3 Le marquage doit faire référence à partir du 1^{er} juillet au plus tard aux données de l'année civile précédente.
- 2.4 Le marquage se fait au moyen d'un tableau (exemple: fig. 1). Sa taille doit être de 10 × 7 cm minimum.

2.5 Le tableau peut être complété par des graphiques (exemple: fig. 2) ou d'autres informations telles que les produits électriques livrés à certaines catégories de clients (exemple: fig. 3), pour autant que le tableau reste compréhensible et lisible.

Exemple d'un tableau de marquage de l'électricité répondant aux exigences minimales.



Exemple d'un tableau de marquage de l'électricité complété par un graphique.



Exemple d'un tableau de marquage de l'électricité comportant des informations supplémentaires sur un produit électrique fourni à une catégorie de clients donnée.

Figure 3

10 cm →

↑ 7 cm

Marquage de l'électricité					
Votre fournisseur de courant:			EAE ABC		Produit: ABC-Hydro
Contact:			www.EAE-ABC.ch; tél.: 044 111 22 33		
Année de référence:			2006		
Le courant fourni à nos clients à été produit à partir de:			Votre produit "ABC-Hydro" a été produit à partir de:		
(en %)	Total	En Suisse		Total	En Suisse
Energies renouvelables	50.0%	40.0%		99.0%	99.0%
Energie hydraulique	50.0%	40.0%		99.0%	99.0%
Autres énergies renouvelables	0.0%	0.0%		0.0%	0.0%
Courant au bénéfice de mesures d'encouragement¹	1.0%	1.0%		1.0%	1.0%
Energies non renouvelables	44.0%	29.0%		0.0%	0.0%
Energie nucléaire	44.0%	29.0%		0.0%	0.0%
Energies fossiles	0.0%	0.0%		0.0%	0.0%
Déchets	2.0%	2.0%		0.0%	0.0%
Agents énergétiques non vérifiables	3.0%	0.0%		0.0%	-
Total	100.0%	72.0%		100.0%	100.0%

¹Courant au bénéfice de mesures d'encouragement: 45% d'énergie hydraulique, 7% d'énergie solaire, 20% d'énergie éolienne, 25% de biomasse et de déchets issus de la biomasse, 3% de géothermie