

Modifications de l'ordonnance sur l'énergie

**Rapport explicatif
concernant le projet mis en consultation
du 27 juin 2007**

Table des matières

I.	EXPLICATIONS ARTICLE PAR ARTICLE DES MODIFICATIONS DE L'ORDONNANCE SUR L'ENERGIE	4
Art. 1	Définitions	4
Art. 1d	Obligation et contenu de l'attestation d'origine	5
Chapitre 2	Conditions de raccordement pour les énergies fossiles et les énergies renouvelables selon l'article 7 de la loi.....	5
Art. 2	Exigences générales	5
Art. 2a	Energie produite régulièrement et utilisation de la chaleur produite à partir d'énergies renouvelables	5
Art. 2b, 2c, 2e	Prix d'achats alignés sur le marché, centrales hydrauliques, commission	5
Art. 2d	Centrales à gaz.....	6
Chapitre 2a	Conditions de raccordement pour l'électricité issue d'énergies renouvelables au sens de l'article 7a de la loi	6
Section 1	Dispositions générales, nouvelles installations	6
Art. 3	Dispositions générales	6
Art. 3a	Nouvelles installations	6
Section 2	Rétribution, plus-value écologique, augmentation de capacité, procédures..	6
Art. 3b	Coûts de revient des installations de référence	6
Art. 3c	Rémunération de la plus-value écologique	7
Art. 3d	Réduction annuelle et durée de la rétribution.....	7
Art. 3e	Adaptation des coûts de revient	8
Art. 3f	Augmentation périodique de capacité pour les installations photovoltaïques.....	8
Art. 3g	Procédure d'annonce et d'avis	8
Section 3	Supplément pour la prise en charge d'électricité	9
Art. 3h	Fixation, prélèvement et paiement du supplément.....	9
Art. 3i	Fonds alimenté par les suppléments.....	9

Section 4	Obligation d'annoncer et de faire rapport.....	9
Section 5	Appels d'offres publics soumis aux règles de la libre concurrence.....	10
Art. 4 et 5		10
Chapitre 2b	Entrée dans le modèle de rétribution du courant injecté et sortie de ce modèle selon l'art. 7a de la loi.....	10
Art. 6		10
Chapitre 3a	Domaine du bâtiment.....	11
Art. 11a		11
Chapitre 4	Promotion et couverture des risques.....	12
Section 3a	Couverture des risques.....	12
	Abrogation de l'art. 26, al. 1	12
Art. 28b	Dispositions transitoires.....	12
APPENDICES		13
	Explications concernant l'appendice 1.1 (Conditions de raccordement pour les petites centrales hydrauliques)	13
	Explications concernant l'appendice 1.2 (Conditions de raccordement pour le photovoltaïque)	15
	Explications concernant l'appendice 1.3 (Conditions de raccordement pour l'énergie éolienne).....	16
	Explications concernant l'appendice 1.4 (Conditions de raccordement pour les installations géothermiques)	18
	Explications concernant l'appendice 1.5 (Conditions de raccordement pour les installations de biomasse)	19
	Explications concernant l'appendice 1.6 (Couverture des risques pour les installations géothermiques).....	25
	Explications concernant l'appendice 2.3 (Exigences applicables à la mise en circulation des lampes domestiques alimentées par le réseau électrique (sources de lumière).....	27

I. Explications article par article des modifications de l'ordonnance sur l'énergie

La systématique appliquée aux modifications de l'OEnE correspond à celle des modifications de la LEnE. En particulier, les dispositions de la LEnE sur les conditions de raccordement pour les énergies fossiles et renouvelables (art. 7), sur les conditions de raccordement pour l'électricité provenant d'énergies renouvelables (art. 7a), sur la fourniture d'électricité provenant de sources d'énergie renouvelables (art. 7b) et sur les conditions de raccordement visées à l'article 7 de la LEnE actuellement encore en vigueur (dispositions transitoires de l'art. 28a de la nouvelle LEnE) sont mises en œuvre au chapitre 2 (art. 2 ss), au chapitre 2a (art. 3 ss) et à l'article 28b de l'OEnE. L'article 7b LEnE ne requiert pas de disposition d'exécution: d'une part, en vertu du principe de subsidiarité, on demande à la branche d'agir (art. 7b, al. 1 – 3); d'autre part, il n'est pas encore nécessaire actuellement de prendre des mesures (art. 7b, al. 4).

Outre les producteurs visés aux articles 7, 7a, 7b et 28a, il faut mentionner les autres producteurs qui ne sont pas soumis à une réglementation des conditions de raccordement ou des fournitures d'électricité, à l'instar des centrales nucléaires et des centrales hydroélectrique d'une puissance supérieure à 10 MW (interprétation *a contrario* de l'art. 7, al. 1, LEnE).

On a renoncé à définir, dans l'ordonnance, la notion de «valeur ajoutée brute» visée à l'art. 15b, al. 3, phrase 1, LEnE. Diverses questions relatives à celle-ci, décrites dans la théorie de la gestion, doivent être examinées dans la pratique. De plus, il n'est pas prévu de faire appel à la clause du cas de rigueur prévue par l'art. 15b, al. 3, phrase 2, LEnE. Il est en particulier apparu très difficile de trouver pour l'ordonnance des critères abstraits et généraux qui soient applicables dans la pratique.

Pour des raisons techniques, on ne peut pratiquement envisager l'entrée en vigueur de la mise en œuvre des nouvelles dispositions de la LEnE qu'au 1^{er} octobre, soit au début de l'année hydrologique. S'agissant de l'OApEI, il faut anticiper la mise en vigueur dans plusieurs domaines pour des raisons d'urgence. A en juger aujourd'hui, ces dispositions devront donc probablement passer en force au 1^{er} janvier 2008, les autres dispositions entrant en vigueur au 1^{er} octobre 2008.

Les dispositions ne font l'objet d'explications que dans la mesure où leur compréhension le requiert.

Art. 1 Définitions

La lettre a est identique à l'art. 4, let. b, LApEI. La lettre f couvre la notion d'énergies renouvelables visée aux art. 7, 7a, 7b et 28a LEnE. La lettre h décrit les installations qui, parallèlement à la conversion en électricité d'un agent énergétique (fossile ou renouvelable), permettent d'utiliser l'énergie calorifique soit en exploitant directement les rejets de chaleur à partir du processus de conversion, soit en découplant la chaleur utilisable d'un cycle thermodynamique. Ces installations sont visées soit à l'art. 7, al. 1, LEnE (installations alimentées par des agents fossiles), soit à l'art. 7a, al. 2 (installations alimentées aux énergies renouvelables et répondant à la technologie la plus efficace). Les installations hybrides (let. o) produisant du courant à partir de deux sources d'énergie renouvelables ou plus sont également couvertes par l'ordonnance afin que les combinaisons d'énergies renouvelables présentant un intérêt pour l'exploitation (par exemple la géothermie et le bois) ne soient pas exclues.

Art. 1d**Obligation et contenu de l'attestation d'origine**

Cette disposition correspond largement au droit actuellement en vigueur. L'obligation de l'attestation d'origine, fondée sur la nouvelle compétence prévue par l'art. 5a LEne, constitue en particulier une innovation. L'alinéa 1 a été repris de l'art. 2, al. 1, de l'ordonnance correspondante du DETEC (RS 730.010.1), qui devra être adaptée ultérieurement. Les alinéas 3 et 4 visent à empêcher des abus en lien avec l'attestation.

Chapitre 2**Conditions de raccordement pour les énergies fossiles et les énergies renouvelables selon l'article 7 de la loi****Art. 2****Exigences générales**

Cette disposition correspond pour l'essentiel à l'art. 2 OEne en vigueur (exigences générales des conditions de raccordement pour les producteurs indépendants). La rétribution au sens de l'alinéa 1 correspond à un prix moyen annuel. Les conventions conclues entre des producteurs et le groupe-bilan pour les énergies renouvelables, portant p.ex. sur le courant de pointe et en ruban ou sur les livraisons saisonnières (été/hiver), peuvent s'en écarter. Il y a lieu de noter, s'agissant de l'alinéa 5, que l'injection d'électricité en tant que telle n'est pas considérée comme un effet perturbateur du réseau. L'alinéa 6 formule plus clairement la répartition des coûts requis par la mise en place des conduites de desserte. La disposition demande d'une part un engagement financier du producteur, mais elle empêche par ailleurs que celui-ci ne soit discriminé.

Art. 2a**Energie produite régulièrement et utilisation de la chaleur produite à partir d'énergies renouvelables**

Reprise pour l'essentiel de l'art. 3, al. 2, OEne en vigueur à ce stade, la description de ce qu'il faut entendre par énergie produite régulièrement est nécessaire pour l'électricité d'origine fossile, car l'obligation de prélèvement et de rétribution ne s'applique à cette dernière que s'il s'agit d'énergie produite régulièrement. Cette précision doit permettre au gestionnaire de réseau une exploitation dans des conditions sûres.

S'agissant de la production d'électricité par combustion d'énergies renouvelables (biomasse et déchets de la biomasse) ou au moyen de la géothermie, une utilisation minimale de la chaleur est prescrite en fonction de la technologie, afin de garantir une bonne exploitation globale du combustible ou de la géothermie. Ainsi, le droit à la rétribution de l'électricité basée sur les coûts est aussi donné aux installations qui, en raison de leur faible puissance et de la technique employée, ne peuvent atteindre qu'un taux d'utilisation électrique relativement faible.

Art. 2b, 2c, 2e**Prix d'achats alignés sur le marché, centrales hydrauliques, commission**

Ces dispositions correspondent aux art. 4, art. 5, al. 1 et art. 6 de OEne actuellement en vigueur. L'art. 5, al. 2, de l'OEne en vigueur est à présent intégré dans la disposition transitoire de l'art. 28b, al. 2, OEne.

trop imprécise, certaines installations ne soient pas construites ou qu'elles soient mises hors exploitation, tandis que d'autres réaliseraient des bénéfices disproportionnés. Les rétributions sont fixées en fonction des coûts de revient de ces installations de référence. Le calcul des coûts de revient repose autant que possible sur des valeurs d'expérience. Sont réputées composantes pertinentes en matière de coûts dans ce calcul tous les équipements minimaux requis pour produire du courant. En ce qui concerne les installations CCF, les recettes de la vente des quantités minimales de chaleur à écouler à l'extérieur de l'installation, en vertu de l'art. 2a, al. 2, OEn, seront calculées sur la base des prix du pétrole. La chaleur qui peut être vendue contribue ainsi à couvrir une partie des coûts de l'installation, de sorte que les coûts d'électricité et le taux de rétribution correspondant sont réduits d'autant.

Alinéa 2: pour des raisons pratiques, on mesure la production brute, qui représente la base des calculs de la rétribution. Les taux de rétribution tiennent compte du besoin propre en électricité nécessaire pour exploiter l'installation, si bien que seule la production nette fait l'objet d'une rétribution.

De l'alinéa 3, il ressort que l'on ne saurait revendiquer la rétribution dès le stade des essais ou de la réception, mais seulement dès la remise de l'ouvrage et la mise en exploitation régulière et complète des installations.

L'alinéa 4, précise que la technologie la plus efficace ne doit pas seulement présenter la meilleure efficacité technique, mais qu'elle doit simultanément faire appel globalement à des matières premières respectueuses de l'environnement. On empêche ainsi, par exemple, que de l'huile de palme dommageable pour l'environnement ne soit utilisée pour produire de l'électricité.

L'alinéa 5 indique que, pour les installations hybrides, les taux de rétribution des différents agents énergétiques employés s'appliquent conformément aux appendices 1.1 à 1.5 et qu'un prix combiné est calculé sur la base de la teneur effective de chaque agent énergétique; ce prix mixte correspond ensuite au taux de rétribution appliqué aux installations hybrides.

Art. 3c Rémunération de la plus-value écologique

Des indemnisations supplémentaires des plus-values écologiques ne sont pas possibles en vertu de l'article 7a, car les diverses technologies ne permettent de générer ces plus-values que selon des modalités très disparates. En outre, ces prestations supplémentaires n'ont pas de lien direct avec les coûts de revient d'une installation. Les plus-values écologiques doivent être vendues sur des marchés de l'électricité écologique distincts. L'art. 7b LEn règle ce point. Il est toutefois possible de passer, au début de chaque année civile, de l'art. 7a à l'art. 7b LEn et vice versa (art. 6 OEn).

Art. 3d Réduction annuelle et durée de la rétribution

L'art. 7a LEn prévoit une réduction annuelle des rétributions pour les installations qui viendraient s'ajouter, afin de tenir compte du progrès technique et des baisses de prix attendues. Les réductions annuelles, qui sont fixées en fonction spécifique des technologies, supposent les développements correspondants.

Les durées des rétributions correspondent aux durées d'amortissement (selon les délais prévus par la SIA ou usuels dans la branche). La durée maximale a été fixée à 25 ans, car l'horizon au-delà de 2030 est incertain (art. 1, al. 3, LEn).

Art. 3e**Adaptation des coûts de revient**

Les coûts de revient ne doivent pas être adaptables, en vertu de l'art. 3d, uniquement pour les installations qui intègrent nouvellement le système; ils doivent aussi l'être périodiquement pour les installations déjà en exploitation, selon les conditions d'exploitation imprévisibles et changeantes à relativement long terme, compte tenu notamment de l'évolution des prix du marché des combustibles (surtout de la biomasse), des taux d'intérêts et des conditions météorologiques effectives si elles ont une incidence importante (heures d'exploitation complètes de l'énergie éolienne, débits des cours d'eau).

On réduit ainsi le danger que des installations déjà opérationnelles dans le système ne réalisent avec le temps des bénéfices disproportionnés ou qu'elles ne soient mises hors exploitation prématurément en raison d'un manque croissant de rentabilité.

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

L'augmentation périodique de capacité est axée sur les coûts non couverts (coûts de revient des installations de référence moins le prix de marché). Comme les coûts de revient divergent très fortement selon les catégories d'installations et que leur future combinaison n'est pas connue, il n'est pas possible de prévoir précisément le montant des coûts non couverts par kWh des installations qui seront réalisées. Jusqu'à la limite de 5% (surcoûts supérieurs à 50 ct./kWh; art. 7a, al. 4, let. b, ch. 1, LEne), il est possible de rétribuer les installations de l'ordre de 25 MW au moyen des coûts de revient déterminés. Avec la dégression de 5% fixée, et selon la combinaison des installations, cette première limite de prix pourra être franchie dans le délai de un à cinq ans. Grâce à la libération d'un contingent de première année de 12 MW et de contingents annuels supplémentaires (environ 4 à 12 MW par an), qui devront être adaptés à la combinaison des installations nouvellement enregistrées, on entend réaliser un développement annuel continu.

Art. 3g**Procédure d'annonce et d'avis**

Il incombe à la société nationale du réseau de transport d'examiner les projets. Cette attribution répond à la volonté de simplifier les processus et découle notamment du fait que la société nationale perçoit les suppléments prévus à l'art. 15b, al. 1, LEne.

La procédure d'annonce et d'avis a pour but de garantir la sécurité de la planification. Seule la connaissance des installations en phase de planification et de réalisation permettra de savoir si un projet pourra recevoir une rétribution dans le cadre technologique et sous le plafond des coûts globaux prévu par la loi. En l'absence de ces données, les installations dont l'horizon de réalisation est à long terme n'auraient en particulier pas de sécurité d'investissement suffisante. Cette lacune serait néfaste notamment en raison du fait que les technologies favorables requièrent des temps de planification et de réalisation assez longs. Or, sans de telles installations, les objectifs fixés par la loi ne pourraient guère être atteints.

Section 3

Supplément pour la prise en charge d'électricité

Art. 3h

Fixation, prélèvement et paiement du supplément

Les rôles sont en l'occurrence distribués comme suit. L'OFEN fixe chaque année à l'avance le supplément à verser, qui est prélevé chaque trimestre par la société nationale du réseau de transport auprès des gestionnaires de réseau. Cette périodicité garantie que le fonds alimenté par les suppléments en vertu de l'art. 3i soit régulièrement doté de moyens financiers suffisants. Le groupe-bilan pour les énergies renouvelables verse la rétribution intégrale aux producteurs également sur une base trimestrielle. Un service des intérêts, tel qu'il prévaut aujourd'hui dans le système de rétribution des coûts, est ainsi évité aux gestionnaires de réseau. La dernière phrase de l'alinéa 3 garantit que le groupe-bilan ou le fonds ne rencontrent pas de problèmes de liquidités. Le report des coûts des gestionnaires de réseau sur le consommateur final est déjà réglé sur le plan légal (art. 15b, al. 2, LEne).

Le prix du marché (al. 2) devrait être déterminé avec un maximum de transparence et de liquidité. C'est pourquoi les produits boursiers sont sollicités en premier lieu. A l'heure actuelle, la plus importante bourse de l'énergie de la Suisse est l'European Energy Exchange (EXX), basée en Allemagne. Cette bourse a ouvert un marché spot pour la Suisse fin 2006, qui englobe la zone de régulation swissgrid. Une vente aux enchères a lieu chaque jour d'ouverture de la bourse à 10h30 pour chacune des 24 heures du jour suivant. Le Swissix (Swiss Electricity Index) est le prix moyen pour le marché suisse. Selon l'alinéa 2, le prix du marché est une moyenne pondérée du Swissix Baseload publié chaque jour. Il est déterminé une fois par trimestre et publié par l'OFEN. On prendra comme base le marché le plus approprié aux prix spot.

Art. 3i

Fonds alimenté par les suppléments

La base de cette disposition est l'art. 15b, al. 5, LEne.

Section 4

Obligation d'annoncer et de faire rapport

L'obligation d'annoncer et de rendre compte que la société nationale du réseau de transport doit assumer envers l'OFEN sert notamment au controlling des flux financiers.

Dans ce contexte, mentionnons l'art. 20, al. 3, LEne, en vertu duquel le Conseil fédéral doit évaluer tous les cinq ans l'effet des mesures de la LEne pour établir un rapport à l'Assemblée fédérale. Le Conseil fédéral rendra compte le cas échéant en dehors de cette périodicité, notamment si les suppléments s'approchent des plafonds de coûts fixés par la loi et si des décisions doivent être prises quant à la suite de la procédure.

Section 5

Appels d'offres publics soumis aux règles de la libre concurrence

Art. 4 et 5

On recourt avec succès dans de nombreux pays aux appels d'offres soumis aux règles de la concurrence: ils contribuent à accélérer l'application pratique des technologies les plus récentes et les utilisations énergétiques les plus efficaces ou à fournir une incitation directe aux consommateurs. En principe, les programmes d'efficacité sont possibles dans de nombreux domaines d'application. Il est possible de constituer des instances porteuses de projet tant par des organisations et des entreprises privées que publiques. Le législateur ne statue pas quant aux domaines dans lesquels les programmes d'efficacité doivent débiter. Il accorde toutefois une priorité au domaine du bâtiment. Dans cet esprit et dans le cadre de ce modèle d'appels d'offres, les programmes d'efficacité spécifiques doivent compléter de manière ciblée, grâce à des projets clairement délimités dans le temps et quant à leurs contenus, les mesures prises par les cantons dans le domaine du bâtiment. La coordination avec le système de subventionnement global des cantons déjà en place et avec le Centime climatique doit être garantie.

L'allocation des moyens aux projets d'efficacité retenus doit être centralisée. Soit l'OFEN y procédera lui-même, soit il confiera cette tâche à une agence qui doit être spécialement instituée à cet effet. Eu égard aux aspects pratiques et dans le sens d'une coordination des diverses activités, il apparaît judicieux de régler ce point dans le cadre du programme SuisseEnergie, grâce auquel on contacterait simultanément les cantons, l'économie et les associations environnementales et consoméristes. Confier les appels d'offres à une instance spéciale (OFEN ou agence), qu'il faudrait constituer à partir des agences d'efficacité déjà existantes tout en faisant appel à l'économie énergétique et aux cantons, apparaît être la solution la plus efficace. De cette manière, les cantons en particulier, mais aussi d'autres acteurs importants de l'économie énergétique seront directement impliqués dans la préparation des décisions concernant les projets déposés. Par analogie aux subventions de projets similaires allouées dans le cadre de la loi sur l'énergie, le montant maximal consacré à la couverture des coûts d'un projet pourrait être de 40%, tandis que 60% des moyens devraient provenir de tiers.

Chapitre 2b

Entrée dans le modèle de rétribution du courant injecté et sortie de ce modèle selon l'art. 7a de la loi

Art. 6

Conformément à la volonté du législateur, qui s'est exprimée au cours des discussions dans les commissions parlementaires et le plénum des Chambres fédérales, il doit être possible de passer du modèle d'injection visé à l'art. 7a au modèle d'électricité écologique selon l'art. 7b LENE et inversement. Comme une telle conversion coûte un temps considérable en particulier au groupe-bilan pour les énergies renouvelables et à la société nationale du réseau de transport, elle doit se réaliser en fin d'année civile. L'alinéa 3 précise que la disposition correspondante de l'art. 7a, al. 2, LENE s'applique également dans ce cas.

Art. 11a

L'alinéa 1 est censé contribuer à ce que la mise en oeuvre des dispositions visées à l'art. 9, al. 3, LEne soit autant que possible harmonisée dans les cantons. Simultanément, on soutient ainsi les efforts d'harmonisation des cantons et l'on garantit que ceux-ci conservent la compétence de définir les dispositions de détail.

L'alinéa 2 vise les grands consommateurs qui, conformément au module 8 du modèle de prescriptions énergétiques des cantons (MoPEC), doivent réaliser des mesures raisonnablement exigibles en vue d'optimiser leur consommation. Ils peuvent, par une convention d'objectifs, être libérés d'autres obligations. Par ailleurs, en vertu de l'art. 17 LEne ou des art. 3 et 4 de la loi sur le CO₂, les entreprises peuvent, sur une base librement consentie, conclure des conventions d'objectifs avec la Confédération ou avec l'agence mandatée par elle ou s'engager à réduire leurs émissions de CO₂ en vertu de l'art. 9 de la loi sur le CO₂.

L'alinéa 3 précise les exigences associées à la définition des conventions d'objectifs, qui sont décrites dans la directive mentionnée ou, à titre complémentaire, dans une directive d'exécution de l'OFEV et de l'OFEN. Si ces conditions sont observées, l'office conduit un audit dans le but que les conventions d'objectifs puissent être reconnues par tous les cantons impliqués (conventions d'objectifs dites universelles).

Alinéa 4: l'assainissement total des systèmes de chauffage et d'eau chaude représente une rénovation d'envergure de la substance du bâtiment, qui est nécessaire environ tous les 50 ans. Dans le cadre d'une telle rénovation globale des installations techniques du bâtiment, on peut établir le décompte individuel des frais de chauffage et d'eau chaude (DIFC) sur la même base de coût que pour les nouveaux bâtiments, car l'installation des appareils peut être mise en relation avec d'autres interventions sensiblement plus profondes dans le logement. Afin de ne pas empêcher les assainissements énergétiques des bâtiments individuels dans un réseau de chaleur de proximité, les propriétaires concernés peuvent exiger que le décompte soit établi par bâtiment sur la base d'une mesure collective. Si, après un assainissement énergétique des bâtiments individuels, les coûts de chauffage demeuraient répartis selon la même clé fixe qu'avant l'assainissement (p. ex. en fonction de la surface chauffée), les propriétaires concernés assumeraient non seulement les coûts d'assainissement, mais ils devraient partager le bénéfice dus aux coûts inférieurs de consommation d'énergie avec tous les autres membres du réseau de chauffage.

Chapitre 4

Promotion et couverture des risques

Section 3a

Couverture des risques

Art. 17a - c

En vertu de l'art. 15a LEne, les gestionnaires de réseau peuvent accorder des cautions à titre de couverture des risques liés aux installations destinées à utiliser la géothermie, lorsque ces installations contribuent à réaliser les objectifs visés par l'art. 1, al. 3 et 4, LEne ou qu'elles concourent à augmenter la production d'électricité à partir d'énergie renouvelable.

Cette caution sert à garantir la réalisation de l'installation. Des exigences minimales en termes de taux d'utilisation globale sont posées aux installations géothermiques pour lesquelles une couverture des risques doit être prévue. L'appendice 1.6 précise les détails à ce sujet et il régleme les coûts garantis par la caution de couverture des risques ainsi que la procédure d'octroi d'une caution.

L'appendice 1.4 règle les exigences minimales posées à l'utilisation énergétique globale des installations géothermiques pour lesquelles une rétribution de l'injection d'électricité à prix coûtant doit être obtenue.

Abrogation de l'art. 26, al. 1

Cette disposition est superflue en raison du nouvel art. 20, al. 3, LEne.

Art. 28b

Dispositions transitoires

Ces dispositions mettent en oeuvre l'art. 28a LEne concernant les producteurs indépendants au sens de l'art. 7 LEne en vigueur à ce stade. Pour éviter que divers systèmes, en particulier concernant le remboursement des coûts et la répercussion des coûts non couverts, ne doivent être maintenus en parallèle, l'alinéa 1 prévoit de nouvelles dispositions obligatoires correspondantes en plus de disposition de l'OEn en vigueur jusqu'ici. L'alinéa 2 correspond à l'ancien art. 5, al. 2, OEn. L'alinéa 3 reprend de l'art. 7a, al. 1, LEne le jour de référence prévu pour la reconnaissance des nouvelles installations.

Appendices

Explications concernant l'appendice 1.1 (Conditions de raccordement pour les petites centrales hydrauliques)

Point 3 Calcul de la rétribution

Le calcul de la rétribution est basé sur la méthode des amortissements. La durée d'amortissement est indiquée au chiffre 4.2 et le taux d'intérêts sera de 5%.

Chiffre 3.2: le calcul du montant de la rétribution de base repose sur la puissance équivalente, calculée à partir de la production d'électricité brute effective par année civile et des heures de l'année. On tient ainsi compte du fait que les coûts fixes sont proportionnellement plus élevés si la production est un peu plus faible (p. ex. en raison des fluctuations de l'apport d'eau).

Chiffre 3.3: la consommation propre de l'installation productrice d'énergie, par exemple pour le pilotage, l'hydraulique, l'éclairage, le chauffage, etc., est intégrée dans le calcul en tant que valeur moyenne du type d'installation. La base de rétribution est donc réduite d'autant.

Chiffres 3.4 et 3.5: le bonus de niveau de pression tient compte du fait que les centrales à faible pression, c'est-à-dire les centrales qui opèrent avec une faible hauteur de chute, présentent généralement des coûts de revient supérieurs à ceux des centrales à haute pression. Afin d'éviter des paliers de rétribution, ce bonus est alloué sur une base proportionnelle en fonction de la hauteur de chute brute, comme la rétribution de base.

Chiffres 3.6 et 3.7: les coûts de revient des petites centrales hydrauliques (pour les nouvelles installations et les agrandissements/rénovations) dépendent pour une part déterminante de l'envergure de l'aménagement des eaux requis (y compris les conduites sous pression). Le bonus d'aménagement des eaux permet d'en tenir compte. Par conséquent, si les coûts d'investissement pour l'aménagement des eaux (y compris les conduites sous pression) atteignent au moins 30% des coûts d'investissement totaux du projet (nouvelle construction ou agrandissement/rénovation), le bonus d'aménagement des eaux est alloué en fonction de la classe de puissance. Le bonus d'aménagement des eaux ne fait pas l'objet d'une interpolation ou d'un calcul au prorata.

Point 4 Réduction annuelle, durée de la rétribution

Dans le domaine de la petite hydraulique, le potentiel technique de réduction des coûts est largement épuisé. Il faut en revanche s'attendre à ce que les coûts de revient tendent plutôt à croître, puisque les meilleurs sites sont aujourd'hui déjà exploités ou qu'ils seront utilisés les premiers. Nous prévoyons donc une dégression de 0%.

Point 5 Procédure d'annonce et d'avis

On ne prévoit pas de possibilité de prolongation des délais. Si un délai ne peut pas être respecté, le projet sort du système. En vertu du chiffre 5.1, un tel projet peut par la suite faire l'objet d'une nouvelle annonce préalable.

Chiffre 5.1, lettre g: d'une part, la présentation des coûts d'investissement doit comporter le détail des investissements prévus (l'aménagement des eaux – y compris les conduites sous pression – doit en particulier être présenté séparément); d'autre part, il faut évaluer les coûts d'une nouvelle installation sur le site en question.

Chiffre 5.1, lettre h: les installations mises hors exploitation avant le 1^{er} janvier 2006 sont réputées nouvelles installations en cas de remise en exploitation, dans la mesure où elles réalisent une production supplémentaire de 10% par rapport aux cinq dernières années d'exploitation complètes.

Explications concernant l'appendice 1.2 (Conditions de raccordement pour le photovoltaïque)

Point 1 Définition des installations

On peut construire les installations photovoltaïques de manière modulaire. La définition doit empêcher qu'une grande installation ne puisse être scindée en une multitude de petites installations. Toutefois, il doit être clairement possible de considérer deux installations différentes (p. ex. une installation sur un toit plat et une installation dans une façade) comme des installations individuelles.

Aucune limite minimale n'est fixée quant à la puissance de l'installation, car la rentabilité étant trop faible par rapport à l'installation de référence, de telles installations ne pourraient sinon guère être réalisées.

Point 2 Catégories

Conformément à la pratique reconnue, les installations photovoltaïques doivent, pour des questions d'aménagement du territoire, être construites en priorité dans l'espace déjà bâti. Grâce à la création d'une catégorie d'installations isolées, l'installation de référence peut être conçue de façon à ce que seuls des sites bien desservis puissent être utilisés économiquement. Afin de favoriser les installations souhaitées, les hypothèses retenues pour les catégories sont telles que les installations intégrées, qui impliquent des prestations de planification plus importantes et qui sont plus chères, peuvent elles aussi couvrir leurs coûts. Ainsi, la catégorie prioritaire des installations intégrées pourra également épuiser son potentiel d'optimisation à long terme. L'élément essentiel des installations intégrées est leur double fonction de productrices d'électricité et de protection (intempéries, bruit, sécurité).

Point 3 Calcul de la rétribution

Le calcul de la rétribution est basé sur la méthode des amortissements. La durée d'amortissement est fixée au chiffre 4.2 et le taux d'intérêts est de 5%.

Point 4 Réduction annuelle, durée de la rétribution

Diverses études montrent qu'une réduction annuelle de 5% des coûts de revient est réaliste. Certains travaux plus récents postulent même une réduction encore plus importante à l'avenir. Ils tablent cependant sur un niveau de prix plus élevé. Il faut considérer qu'une durée d'exploitation, par conséquent d'amortissement de 20 ans est réaliste, moyennant un changement d'ondulateur à mi-parcours. Au demeurant, plusieurs installations de cet âge sont aujourd'hui encore en pleine exploitation.

Explications concernant l'appendice 1.3 (Conditions de raccordement pour l'énergie éolienne)

Le **montant de la rétribution de l'électricité injectée** se calcule avec le modèle du rendement de référence et dépend du site de référence de la Suisse (cf. ci-après).

Au demeurant, le calcul est effectué selon la méthode des amortissements. La durée d'amortissement est fixée au chiffre 4.2 et le taux d'intérêts est de 5%.

Le **site de référence de la Suisse** se définit par les quatre caractéristiques suivantes:

1. vitesse moyenne des vents = 4,5m/s 50 m au-dessus du sol;
2. profil d'altitude logarithmique;
3. distribution de type Weibull avec $k=2$
4. longueur de rugosité = 0,1m

Calcul de la rétribution de l'injection d'électricité:

1. Calcul du rendement de référence sur la base de la courbe de puissance et de la hauteur du moyeu de l'installation éolienne choisie et des caractéristiques du site de référence de la Suisse. L'OFEN doit définir une directive concernant ce calcul.
2. La rétribution est de 23 ct./kWh durant les cinq ans suivant la mise en exploitation.
3. Cinq ans après la mise en exploitation, on calcule le rendement effectif. Le rendement effectif se calcule à partir de la moyenne arithmétique de la production d'électricité des cinq premières années d'exploitation.
4. Si le rendement effectif est $\geq 150\%$ du rendement de référence, la rétribution de l'injection est immédiatement réduite à 12 ct/kWh jusqu'à la fin de la durée de la rétribution.
5. Si le rendement est $< 150\%$ du rendement de référence, la rétribution de 23 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. Puis, la rétribution est abaissée à 15 ct./kWh jusqu'à la fin de la durée de la rétribution.

Exemples de calcul:

L'installation 1 réalise après cinq ans plus que 150% du rendement de référence. L'exploitant a reçu pendant cinq ans 23 ct/kWh et recevra pendant les 15 années restantes que durera la rétribution 15 ct./kWh. La rétribution moyenne sur toute la durée de la rétribution est de $(5/20) \times 23 + (15/20) \times 15 = 17$ ct./kWh.

L'installation 2 réalise après cinq ans 100% du rendement de référence. L'exploitant recevra pendant encore $(50/0,75) \times 2 = 133$ mois la rétribution de 23 ct./kWh. La rétribution moyenne pour la durée totale de la rétribution est dans ce cas de $(193/240) \times 23 + (47/240) \times 15 = 21,43$ ct./kWh.

L'installation 3 réalise après cinq ans 80% du rendement de référence. L'exploitant reçoit pour toute la durée restante de la rétribution, de 180 mois, la rétribution de 23 ct./kWh. La rétribution moyenne pour l'ensemble de la durée de rétribution est ainsi de 23 ct/kWh.

Bonus pour les installations de faible puissance

Toutes les installations éoliennes reçoivent un bonus sur la rétribution de l'injection d'électricité décrite ci-dessus. Le bonus est de 6 ct./kWh pour les installations d'une puissance nominale inférieure ou égale à 500 kW. Les installations d'une puissance nominale P supérieure à 500 kW reçoivent un bonus réduit du facteur $500/P$ [kW]. On compense de cette manière les coûts de revient supérieurs des installations de plus faible puissance.

Exemples de calcul:

L'installation 1 d'une puissance nominale de 330 kW reçoit le bonus complet de 6 ct./kWh.

L'installation 2 d'une puissance nominale de 850 kW reçoit un bonus réduit de $(500/850) \times 6 = 3,53$ ct./kWh.

L'installation 3 d'une puissance nominale de 2000 kW reçoit un bonus réduit de $(500/2000) \times 6 = 1,5$ ct./kWh.

Bonus d'altitude

Les installations éoliennes implantées à une altitude supérieure à 1700 mètres au-dessus du niveau de la mer reçoivent un bonus de 2 ct./kWh en plus de la rétribution de l'injection d'électricité décrite plus haut. On compense ainsi les coûts de revient plus élevés en altitude en raison des pertes de rendement dues à la formation de glace et à la plus faible densité de l'air.

Le bonus pour les installations de petite puissance et le bonus d'altitude sont cumulables.

Explications concernant l'appendice 1.4 (Conditions de raccordement pour les installations géothermiques)

L'art. 7a, al. 2, LEne demande que les installations de référence déterminantes pour l'octroi de la rétribution correspondent à la technologie la plus efficace. On en déduit que les installations géothermiques doivent remplir les **exigences minimales** concernant le taux d'utilisation de l'énergie en vertu de l'appendice 1.4:

Le taux d'utilisation global se rapporte à l'énergie disponible par an à la tête de forage. Le taux annuel d'utilisation de l'énergie, pour une installation géothermique, doit se situer sur ou au-dessus de la droite rouge du graphique.

Le calcul de la rétribution est basé sur la méthode des amortissements. La durée d'amortissement est indiquée au chiffre 3.2 et le taux d'intérêts est de 5%.

Durée d'amortissement: les durées d'amortissement suivantes s'appliquent aux divers composants de l'installation:

- forages, y compris le tubage et la cimentation: 30 ans;
- installation de conversion de l'énergie: 15 ans;
- circuit d'eau caloporteuse: 25 ans;
- pompe d'alimentation et pompe d'injection: 5 ans.

Il en résulte une durée d'amortissement moyenne de 20 ans pour l'ensemble de l'installation.

Explications concernant l'appendice 1.5 (Conditions de raccordement pour les installations de biomasse)

Conditions de raccordement pour les installations d'incinération des ordures ménagères

Part renouvelable

50% de l'énergie produite est comptabilisée comme renouvelable. Des relevés de la composition des déchets urbains ont montré que 50% de leur teneur énergétique proviennent de matières renouvelables.

Calcul de la rétribution

Le calcul de la rétribution est basé sur la méthode des amortissements. La durée d'amortissement est fixée au chiffre 3.2 et le taux d'intérêts est de 5%.

Comme seulement 50% de l'énergie sont réputés renouvelables, la rétribution à prix coûtant ne sera versée que pour la moitié de la production d'énergie. Le reste de l'énergie doit être vendu au prix du marché.

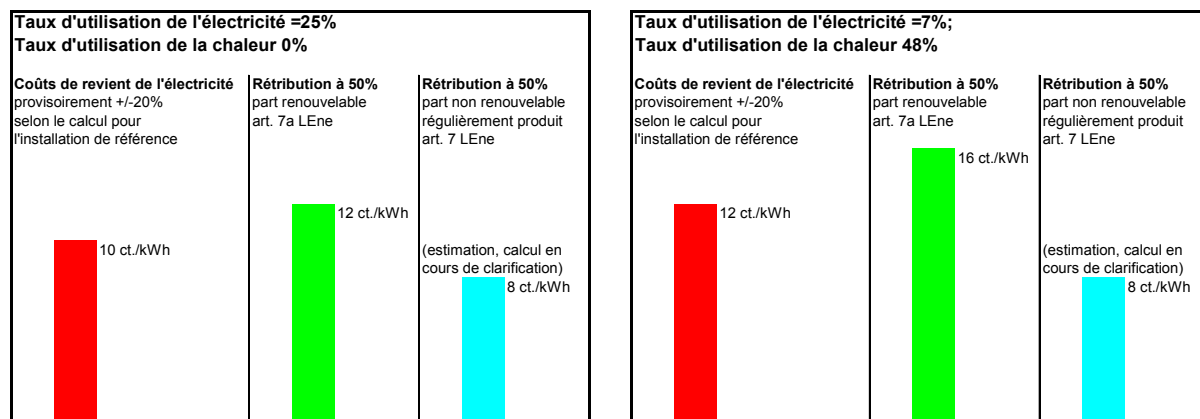
La rétribution sera déterminée par la formule suivante:

Rétribution = coûts de revient de l'électricité + (coûts de revient de l'électricité – prix du marché)

On trouvera les coûts de revient, y compris toutes les hypothèses s'y rapportant, dans le rapport le l'OFEN «Berechnung der Referenzanlagen KVA für die kostendeckende Einspeisevergütung» (calcul des coûts pour les installations de référence des UIOM en vue de la rétribution couvrant les coûts de l'injection d'électricité).

La rétribution est fixée annuellement à l'aide des valeurs moyennes de l'année précédente.

Exemples de calcul de la rétribution:



Exigence posée au taux d'utilisation globale

Pour bénéficier de la rétribution, les installations doivent atteindre un taux global minimal d'utilisation de l'énergie. Toutes les proportions de courant et de chaleur, se situant au-dessus de la droite entre une installation thermique pure avec un taux d'utilisation de 65% et une installation électrique pure avec un taux d'utilisation de 25%, sont possibles. On prend ainsi en compte la diversité des sites d'implantation et, surtout, des différentes possibilités de transmission de chaleur.

Conditions de raccordement pour les installations d'incinération des boues

Pour permettre la combustion des boues déshydratées, on doit soit utiliser un combustible additionnel permettant d'évaporer l'eau contenue dans la boue, soit assécher la boue au préalable.

Exigences posées aux boues

Seules des boues déshydratées ou des boues asséchées à l'aide d'énergies renouvelables peuvent être utilisées, sans quoi l'injection d'électricité ne donne pas droit à une rétribution à prix coûtant.

Exigences énergétiques

Les exigences qui prévalent pour les UIOM s'appliquent également pour ces installations.

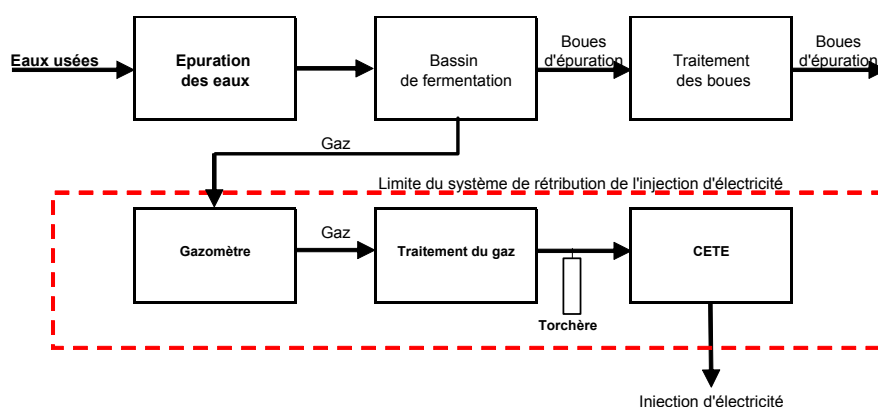
Rétribution

Les coûts de revient de l'électricité applicables aux UIOM prévalent aussi en l'occurrence.

Conditions de raccordement pour les installations de gaz d'épuration et de gaz de décharge

1. Installations à gaz d'épuration

Limites du système de l'installation de référence



Exigences énergétiques

Dans des conditions d'exploitation normales, le bassin de fermentation doit être chauffé par les rejets de chaleur. On ne peut requérir une utilisation de la chaleur en externe, car ces installations sont généralement implantées en dehors des zones habitées.

La CETE doit présenter un taux d'efficacité électrique d'au moins 37%. Les valeurs doivent être atteintes selon les données du producteur et être conformes aux valeurs limites prévues par l'OPair.

Coûts de revient de l'électricité

Les coûts de revient, y compris toutes les hypothèses qui s'y rapportent, sont présentés dans le rapport «Berechnung der Referenzanlagen ARA für die kostendeckende Einspeisevergütung» (calcul des coûts pour les installations de référence des STEP en vue de la rétribution couvrant les coûts de l'injection d'électricité).

La rétribution sera définie en fonction de la taille de l'installation (équivalents habitants). Ainsi, aucune adaptation ultérieure du tarif ne sera nécessaire et l'incitation de produire autant d'énergie que possible avec la biomasse disponible sera donnée.

2. Installations à gaz de décharge

Le gaz provenant des décharges doit en tout cas être collecté et brûlé. Si le volume de gaz collecté est suffisant, il vaut la peine d'en alimenter une centrale à énergie totale équipée (CETE) productrice d'électricité. Dans la plupart des cas, il ne se trouvera pas de consommateur de chaleur adéquat à proximité de la décharge, raison pour laquelle aucune exigence n'est posée quant à l'utilisation de la chaleur.

Pour déterminer les coûts de revient, on prend en considération les mêmes investissements que pour le gaz d'épuration, mais sans tenir compte toutefois des coûts du gazomètre. Les mêmes exigences minimales s'appliquent également quant au taux d'utilisation de l'électricité de la CETE.

Conditions de raccordement pour les autres installations de biomasse

Point 1.2 Plantes énergétiques

L'herbe fauchée sur les surfaces de compensation écologique, par exemple, n'est pas considérée comme plante énergétique, car l'objectif premier de cette culture est la compensation écologique. L'utilité économique d'une culture est le critère déterminant de l'évaluation.

Point 2.4 Définition des installations

Généralement, une installation de production d'énergie biologique opère selon un processus à plusieurs niveaux. Lors d'une première phase de conversion, la biomasse primaire est transformée en un produit intermédiaire, par exemple par fermentation, gazéification ou combustion. Les produits intermédiaires sont des agents énergétique secondaires tels que le biogaz provenant de la fermentation anaérobie, le bioéthanol tiré de la fermentation alcoolique, le gaz de bois issu de la gazéification du bois, l'huile de pyrolyse ou la vapeur de combustion. La production d'électricité implique une deuxième phase de conversion, les produits intermédiaires ou agents énergétiques secondaires étant alors transformés en électricité et en chaleur au moyen d'installations de couplage chaleur-force (installations CCF). Cette opération peut s'effectuer par des cycles vapeur traditionnels, des processus ORC (Organic Rankine Cycle), des moteurs à vapeur, etc., mais elle peut aussi faire appel à d'autres installations CCF comme les CETE dotées de moteurs à combustion, de turbines à gaz, de microturbines à gaz, de piles à combustibles ou de moteurs Stirling.

Point 6.1 Nouvelles installations

S'agissant des exigences minimales attachées à la production supplémentaire, on distingue entre a) les cycles vapeur et b) les autres installations CCF. En l'occurrence, on tient aussi compte du fait que l'indice de l'électricité peut être variable pour les cycles vapeur. C'est pourquoi on demande que le taux d'utilisation de la chaleur reste au moins égal et que le taux d'utilisation de l'électricité augmente

d'au minimum de 25% pour les cycles vapeur, tandis qu'on demande une augmentation d'au moins 30% de la production d'électricité pour les autres installations CCF, les exigences minimales quant à l'utilisation de la chaleur en externe devant continuer à être satisfaites également.

Point 6.2 Exigences générales minimales

En principe, les installations doivent satisfaire à toutes les prescriptions légales en vigueur. Contrairement aux autres catégories d'installations productrices d'énergie à partir de la biomasse, on distingue en l'occurrence la biomasse autorisée de la biomasse non autorisée. En vertu de la lettre b, les combustibles fossiles, leurs dérivés et leurs sous-produits sont exclus. De ce fait sont aussi exclues de la rétribution du courant injecté les installations hybrides telles que les centrales thermiques à combustion de biomasse alimentées par des agents énergétiques fossiles. Il en va de même des installations dotées d'un système de combustion d'allumage ou d'appoint qui n'utilisent pas que de la biomasse.

Par analogie aux dispositions de l'art. 35, al. 2, de l'ordonnance sur l'imposition des huiles minérales (RS 641.611), les produits intermédiaires ou agents énergétiques secondaires issus de la biomasse ne peuvent contenir qu'une très faible part d'agents énergétiques provenant de sources non renouvelables, et ce uniquement où cela est absolument nécessaire à leur fabrication.

Point 6.3 Exigences énergétiques minimales

Les exigences minimales doivent être toujours satisfaites. Si elles sont manquées de plus de 20%, le droit à la rétribution couvrant les coûts s'éteint immédiatement. Si l'écart négatif par rapport aux exigences minimales est inférieur à 20%, le droit à une rétribution couvrant les coûts subsiste l'année suivante. Mais si les exigences minimales ne sont toujours pas remplies au cours de cette deuxième année, l'obligation de rétribution disparaît. Le respect des exigences minimales fait l'objet d'un contrôle à la fin de chaque année civile.

On distingue deux types d'installations CCF: les cycles vapeur et les autres installations CCF. Comme l'indice de l'électricité (ratio de la production d'électricité et de la production de chaleur) peut varier dans les cycles thermiques selon le découplage de la chaleur, des exigences minimales sont posées au taux d'utilisation annuel pour de telles installations. Pour toutes les autres installations CCF, des exigences minimales sont posées au taux d'efficacité électrique et à la part de chaleur utilisée en externe, c'est-à-dire en dehors de l'installation de production d'énergie. L'utilisation économe et rationnelle de l'énergie visée à l'art. 3, al. 2, LEné signifie qu'aucune utilisation alibi de la chaleur ne sera autorisée.

S'agissant des autres installations CCF, on distingue les installations alimentées en majeure partie par les déchets biogènes, les matières résiduelles, les engrais de ferme et les résidus de récoltes de celles qui recourent principalement aux plantes énergétiques. Selon le principe d'économie des ressources, ces dernières installations sont soumises à des exigences plus élevées quant à la proportion de chaleur utilisée en externe.

Point 6.4 Exigences écologiques minimales

Dans une première phase, on mise sur l'auto-contrôle des producteurs ou sur l'assurance qualité spécifique aux branches. Si des développements violant les principes de durabilité devaient se faire jour, l'OFEN élaborerait une directive posant des exigences minimales en termes de bilan écologique global, en particulier pour les plantes énergétiques, par analogie aux dispositions de la loi sur l'imposition des huiles minérales.

Point 6.5 Calcul de la rétribution

Le calcul de la rétribution est basé sur la méthode des amortissements. La durée d'amortissement est fixée au chiffre 6.6b et le taux d'intérêts est de 5%.

Lettre a: la puissance équivalente, calculée à partir de la production brute d'électricité par année civile et les heures de l'année, constitue le fondement servant à fixer le montant de la rétribution de base. On tient ainsi compte du fait que les coûts fixes sont proportionnellement supérieurs en cas de production légèrement réduite (p. ex. en raison de fluctuations du contenu énergétique des gaz pauvres).

Lettre b: la consommation propre de l'installation productrice d'énergie est intégrée dans le calcul comme valeur moyenne, en fonction du type d'installation (il s'agit p. ex. de la consommation des pompes, des mélangeurs, des dispositifs d'extraction, des ventilateurs, des systèmes de pilotage, de l'éclairage, du chauffage ou du préséchage du combustible, etc.). La base de la rétribution est abaissée en fonction.

Lettre e: seules les catégories inscrites à la lettre e bénéficient du bonus; tel n'est donc pas le cas du bois laissé à l'état naturel au terme d'un premier ou d'un deuxième traitement du bois comme le sciage ou les travaux de menuiserie.

Lettre g: la biomasse issue de l'agriculture peut aussi provenir d'autres exploitations agricoles, par exemple d'exploitations voisines ou de communautés d'exploitations. Il convient toutefois de se conformer aux éventuelles réglementations sur les distances maximales à parcourir. La biomasse produite par ailleurs dans une exploitation agricole, comme les épluchures, est réputée biomasse agricole. Mais si ces matières proviennent d'entreprises industrielles, elles sont considérées comme non agricoles. La biomasse non agricole et les plantes énergétiques ne peuvent pas dépasser 20% de la masse de matière fraîche totale des substrats alimentant l'installation productrice d'énergie, la part des plantes énergétiques ne devant pas excéder quant à elle 10% de la quantité totale.

Lettre i: on veut créer ainsi une incitation à dépasser les exigences minimales pour les autres installations CCF. Celles-ci doivent présenter des valeurs supérieures d'au moins 10% par rapport à la production brute de chaleur.

Point 6.6 Réduction annuelle, durée de la rétribution

Le potentiel technique de réduction des coûts n'est pas encore complètement épuisé s'agissant des coûts d'investissement spécifiques dans le domaine de la biomasse. On ne prévoit toutefois pas de dégression: il faut en effet s'attendre à ce que les coûts des substrats ou des combustibles augmentent avec l'accroissement du nombre d'installations et que cette augmentation des coûts compense, voire surcompense l'effet d'apprentissage obtenu.

Point 6.7 Procédure d'annonce et d'avis

Chiffre 1: l'annonce préalable doit présenter clairement en particulier comment la chaleur sera utilisée en externe. Une possibilité de prolongation des délais n'est pas prévue. Si le délai ne peut pas être tenu, le projet sort du système. Il peut, en vertu du chiffre 5.1, procéder par la suite à une nouvelle annonce préalable.

Chiffre 1, let. h: taux d'efficacité électrique et thermique mesuré avec une composition gazeuse typique (p. ex. biogaz provenant d'installations agricoles de biogaz ou gaz de bois issu de la gazéification du bois).

Explications concernant l'appendice 1.6 (Couverture des risques pour les installations géothermiques)

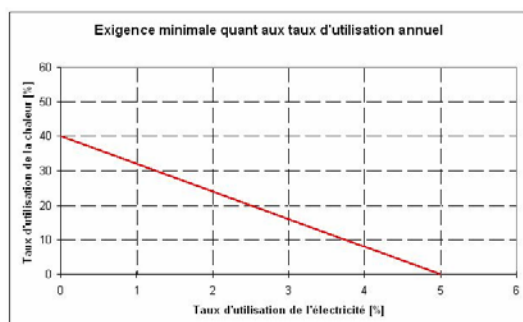
Objectif

La construction d'installations en vue de produire de l'électricité issue de l'énergie géothermique recèle des risques géologiques (aléas de la prospection, taux de production, température du fluide, chimie du fluide). La couverture des risques liés aux installations géothermiques a pour objectif:

- d'encourager la construction d'installations géothermiques pour produire de l'électricité;
- de garantir une utilisation énergétique appropriée de l'installation géothermique en cas d'échec partiel ou total.

Exigences minimales

L'art. 15a, al. 1, LEné relie la couverture des risques pour les installations géothermiques aux objectifs visés par l'art. 1 LEné en ce qui concerne l'électricité. C'est pourquoi, outre les exigences minimales posées à la rétribution de l'injection sous l'angle de la technologie la plus efficace, une exigence minimale est formulée en termes de taux d'utilisation de l'électricité de l'installation. Seules seront admises dans la couverture des risques les installations qui présentent un taux d'utilisation de l'électricité d'au moins 1,5% en moyenne annuelle. Le taux d'utilisation global et le taux d'utilisation de l'électricité se rapportent à l'énergie disponible annuellement à la tête de forage.



Couverture des coûts

La couverture des risques s'étend exclusivement aux composantes de produits qui revêtent un risque géologique. Il s'agit des forages et des essais ainsi que des travaux et des éléments de l'installation qui leur sont directement liés. Les travaux et parties de l'installation imputables sont énumérés à l'appendice 1.6. La couverture des risques s'élève au maximum à 50% des coûts de ces composantes de projet.

Procédure

La procédure est axée sur la démarche adoptée entre 1987 et 1998 par la Confédération pour couvrir les risques des forages géothermiques. Quatre acteurs interviennent dans la procédure:

1. le responsable de projet: il transmet une demande de couverture des risques; si celle-ci lui est accordée, il conclut un contrat avec la société nationale du réseau de transport et réalise ensuite les travaux de projet prévus;
2. l'Office fédéral de l'énergie (OFEN): l'OFEN désigne un groupe d'experts;

3. le groupe d'experts: ce groupe apprécie la demande, il accompagne les travaux de projet et il évalue les résultats; il transmet des recommandations à l'attention de la société nationale d'exploitation du réseau;
4. la société nationale d'exploitation du réseau: cette société réceptionne les demandes; elle conclut, en se fondant sur la recommandation du groupe d'experts, un contrat de couverture des risques avec le responsable du projet; elle est soumise à l'obligation d'annoncer envers l'OFEN.

Groupe d'experts

Le groupe d'experts se compose de trois à cinq personnes indépendantes du projet, qui sont désignées par l'OFEN. L'un des membres du groupe est nommé accompagnateur du projet.

Explications concernant l'appendice 2.3 (Exigences applicables à la mise en circulation des lampes domestiques alimentées par le réseau électrique (sources de lumière))

Environ 14% de l'énergie électrique utilisée en Suisse le sont aux fins d'éclairage artificiel. Le rendement, c'est-à-dire l'efficacité énergétique des divers types d'ampoules est très disparate. La fourchette de leurs taux d'efficacité est sensiblement plus large que celle des autres appareils électroménagers.

Le Conseil fédéral a décidé que la déclaration de la consommation énergétique des lampes domestiques au moyen de l'étiquetteEnergie serait obligatoire dès 2002. Les personnes qui veulent acquérir une lampe ont ainsi la possibilité de s'informer avant l'achat.

L'attention vouée par le monde politique, les médias et le public aux questions de consommation d'énergie et d'efficacité énergétique a entraîné d'une part une légère hausse du pourcentage des ventes d'ampoules efficaces. Par ailleurs, cependant, une concurrence accrue sur les prix a favorisé l'offre des ampoules à incandescence bon marché de la plus mauvaise classe d'efficacité. Les acheteurs ne sont alors souvent pas conscients qu'ils devront payer un multiple du prix d'achat en factures d'électricité après avoir acquis la lampe.

Afin d'écarter les plus mauvaises lampes du marché suisse, une exigence minimale sera introduite: elle correspondra à la classe d'efficacité énergétique E de l'étiquette-énergie. La technologie de la lampe à incandescence reste ainsi possible. Divers pays ont déjà annoncé des exigences minimales bien plus strictes. Cette légère entrave au commerce en est d'autant plus justifiée.